Supplemento ordinario alla “Gazzetta Ufficiale” n. 91 del 20 aprile 2009 - Serie generale

Spediz. abb. post. 45% - art. 2, comma 20/b
Legge 23-12-1996, n. 662 - Filiale di Roma

GAZZETTA UFFICIALE

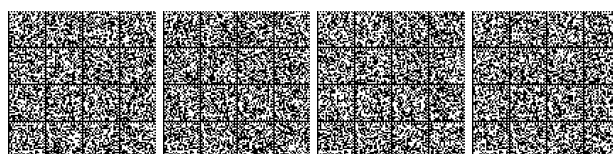
DELLA REPUBBLICA ITALIANA

PARTE PRIMA **Roma - Lunedì, 20 aprile 2009** SI PUBBLICA TUTTI I GIORNI NON FESTIVI

DIREZIONE E REDAZIONE PRESSO IL MINISTERO DELLA GIUSTIZIA - UFFICIO PUBBLICAZIONE LEGGI E DECRETI - VIA ARENULA 70 - 00186 ROMA
AMMINISTRAZIONE PRESSO L'ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - LIBRERIA DELLO STATO - PIAZZA G. VERDI 10 - 00198 ROMA - CENTRALINO 06-85081

N. 55

AUTORITÀ PER L’ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Deliberazioni ARG/elt 17/09; ARG/elt 19/09; ARG/gas 22/09; ARG/elt 23/09; ARG/gas 24/09; ARG/elt 26/09; ARG/gas 28/09; ARG/gas 29/09; ARG/elt 30/09; ARG/elt 31/09; ARG/gas 32/09; ARG/elt 34/09; ARG/elt 35/09; ARG/com 36/09; ARG/elt 37/09; ARG/gas 38/09; ARG/gas 39/09; ARG/gas 40/09 e ARG/gas 41/09.

S O M M A R I O

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DECRETI E DELIBERE DI ALTRE AUTORITÀ

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DELIBERAZIONE 16 febbraio 2009.

Iniziative per la promozione dell'adeguamento degli impianti di utenza alimentati in media tensione e modificazioni ed integrazioni alla Parte I dell'Allegato A alla deliberazione del 19 dicembre 2007, n. 333/07, recante Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011. (Deliberazione ARG/elt 17/09).

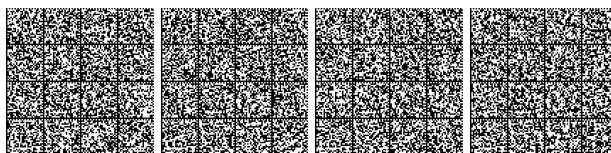
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 16 febbraio 2009

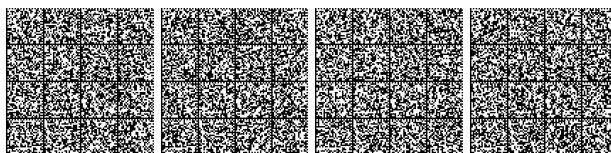
Visti:

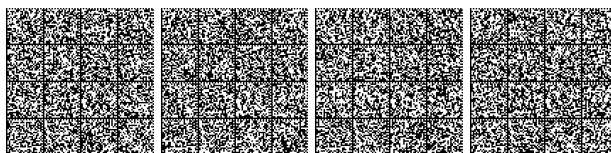
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- l'allegato A alla deliberazione 18 dicembre 2007, n. 333/07, dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) come successivamente modificato e integrato;
- gli Allegati B e C alla deliberazione dell'Autorità 18 marzo 2008, ARG/elt 33/08, come successivamente modificati e integrati;
- il documento per la consultazione dell'Autorità 25 novembre 2008 - DCO 36/08, recante proposte in materia di iniziative per la promozione dell'adeguamento degli impianti di utenza alimentati in media tensione (di seguito: documento per la consultazione);
- le osservazioni pervenute all'Autorità da parte dei soggetti interessati in merito alle proposte di cui al documento per la consultazione.

Considerato che:

- la regolazione individuale del numero di interruzioni senza preavviso lunghe prevede indennizzi automatici a favore dei clienti finali e delle altre utenze MT in caso di superamento degli standard specifici di continuità fissati dall'Autorità, e che tali indennizzi vengano effettivamente erogati solamente nel caso in cui i clienti finali e le altre utenze MT abbiano inviato all'impresa distributrice la dichiarazione di adeguatezza;
- in caso di mancato invio della dichiarazione di adeguatezza i clienti finali e le altre utenze MT sono tenuti al pagamento del corrispettivo tariffario specifico (di seguito: CTS);
- la regolazione vigente prevede che il CTS venga fatturato in bolletta con il criterio del pro-quota giorno, ma lascia alle imprese distributrici e ai venditori la facoltà di determinarne la periodicità di fatturazione;

- come illustrato nel documento per la consultazione il tasso di adeguamento dei clienti e delle altre utenze MT ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità risulta ancora molto basso;
- con il documento per la consultazione l'Autorità, al fine di promuovere l'adeguamento degli impianti dei clienti e delle altre utenze MT, ha formulato proposte in materia di:
  - fatturazione separata del CTS;
  - utilizzazione dei siti internet delle imprese distributrici per comunicazioni dirette e per servizi interattivi ai clienti e altre utenze MT;
  - invio ai clienti e alle altre utenze MT di un opuscolo illustrativo della regolazione del numero di interruzioni senza preavviso lunghe e dell'opportunità di adeguamento dei propri impianti;
  - facilitazione di invio della dichiarazione di adeguatezza;
- le osservazioni pervenute da parte dei soggetti interessati hanno in generale condiviso le proposte dell'Autorità, ma hanno evidenziato in particolare rilevanti criticità nel prevedere:
  - una fatturazione separata del CTS; ciò sia da parte delle imprese distributrici che dei venditori;
  - servizi interattivi ai clienti MT sul sito internet dell'impresa distributrice.

Ritenuto che:

- sia opportuno confermare le proposte dell'Autorità in materia di:
  - utilizzazione dei siti internet delle imprese distributrici per le sole comunicazioni dirette ai clienti e altre utenze MT;
  - invio ai clienti e altre utenze MT di un opuscolo illustrativo della regolazione del numero di interruzioni senza preavviso lunghe e delle opportunità di adeguamento dei propri impianti;
  - adozione di meccanismi volti a facilitare l'invio della dichiarazione di adeguatezza;
- sia opportuno, alla luce delle osservazioni pervenute, prevedere:
  - in luogo della fatturazione separata del CTS, una sua evidenziazione separata nei documenti di fatturazione ordinari, con periodicità diversa da quella ordinaria, corredata da ulteriori informazioni volte a incoraggiare i clienti finali e le altre utenze MT all'adeguamento dei propri impianti ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità;
  - che il venditore includa nei documenti di fatturazione ai clienti finali e altre utenze MT, con le medesime frequenze adottate dalle imprese distributrici e senza ritardo, le informazioni ricevute nei documenti di fatturazione dalle stesse imprese distributrici

DELIBERA

1. di approvare le seguenti modifiche e integrazioni dell’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità n. 333/07:
   a. all’articolo 35, comma 4, lettera d), dopo le parole “2008-2011,” sono aggiunte le parole “anche tramite il proprio sito internet,”;
   b. all’articolo 37, dopo il comma 5, sono aggiunti i seguenti commi:
      “37.6 Ogni impresa distributrice, con frequenza trimestrale (marzo per il primo trimestre e così via), include nei documenti di fatturazione ai clienti finali e altre utenze MT, anche tramite il venditore, le seguenti informazioni:
      a) l’ammontare annuo del corrispettivo tariffario specifico CTS che il cliente finale o altra utenza MT verserà in assenza di invio della dichiarazione di adeguatezza di cui all’articolo 36;
      b) la quota parte di corrispettivo tariffario specifico CTS corrisposto dal cliente finale o altra utenza MT dall’inizio dell’anno sino alla data di emissione della fattura;
      c) l’indirizzo del proprio sito internet, ove disponibile, e le informazioni individuali (ad esempio: password, etc) necessarie al cliente finale o altra utenza MT per l’accesso alla sezione ad esso dedicata;
      d) l’elenco delle seguenti informazioni minime rese disponibili attraverso il proprio sito internet, ove disponibile:
         i. l’indirizzo postale dell’impresa distributrice cui inviare la dichiarazione di adeguatezza;
         ii. calcoli esemplificativi del corrispettivo tariffario specifico CTS, anche in accordo alle casistiche previste dall’allegato B alla deliberazione ARG/elt 33/08;
         iii. l’indicazione che il cliente finale o altra utenza MT, qualora non abbia adeguato i propri impianti ai requisiti tecnici di cui all’articolo 35, non avrà diritto agli indennizzi automatici di cui al comma 34.5 per il numero annuo di interruzioni senza preavviso lunghe eccedenti gli standard specifici di cui all’articolo 33 e ai rimborsi per interruzioni prolungate di cui all’articolo 45 eccedenti gli standard specifici di cui all’articolo 44;
         iv. l’informazione in relazione alla facoltà per i clienti finali e altre utenze MT prevista al Titolo 8 del presente Testo integrato di richiedere all’impresa distributrice, anche tramite il proprio venditore, la misurazione individuale della qualità della tensione sul punto di consegna e la stipula di contratti per la qualità;
         v. la quantificazione degli indennizzi automatici di cui al comma 34.5 e dei rimborsi di cui all’articolo 45 per i clienti finali e altre utenze MT che non hanno inviato la dichiarazione di adeguatezza di cui all’articolo 36, con riferimento alle interruzioni subite nell’anno precedente quello della comunicazione di cui al comma 16.2.

37.7 Ogni impresa distributrice include nei documenti di fatturazione le informazioni di cui al comma 37.6, lettere da a) a c), nonché il solo elenco delle informazioni di cui alla lettera d), a partire dalla prima fatturazione successiva al 15 giugno 2009.

37.8 Ogni impresa distributrice aggiorna almeno annualmente il proprio sito internet, ove disponibile, con le informazioni di cui al comma 37.6, lettera d), punti da i. a v., e lo rende disponibile ai propri clienti finali e altre utenze MT:
a) a partire dal giugno 2009 con riferimento ai punti da i. a iv.;
b) a partire dal giugno 2010 con riferimento al punto v..

37.9 Le imprese distributrici che non dispongono di un sito internet ai fini delle comunicazioni ai clienti finali e altre utenze MT trasmettono le informazioni di cui al comma 37.6, lettera d), in formato cartaceo secondo le medesime tempistiche di cui al comma 37.8, lettere a) e b).

37.10 Il venditore è tenuto a inoltrare:
a) tempestivamente al cliente finale o altra utenza MT, con la medesima frequenza di cui al comma 37.6, le informazioni riportate nei documenti di fatturazione da parte delle imprese distributrici e previste al comma 37.6, lettere da a) a c) nonché il solo elenco delle informazioni di cui alla lettera d);
b) all'impresa distributrice di competenza, secondo le tempistiche di cui al comma 60.5, le dichiarazioni di adeguatezza erroneamente inviate allo stesso venditore da parte di clienti finali e altre utenze MT.";

2. di stabilire che con la comunicazione dei dati di continuità del servizio prevista entro il 31 marzo 2009 ogni impresa distributrice comunichi all'Autorità i propri indirizzi postali ai quali devono essere inviate le dichiarazioni di adeguatezza da parte dei clienti finali e altre utenze in media tensione;
3. di prevedere che l'Autorità aggiorni il proprio sito internet predisponendo nella sezione consumatori/elettricità un'ulteriore sezione "Adeguamento degli impianti di utenza MT" nella quale verranno pubblicati gli indirizzi postali di cui al punto precedente;
4. di approvare il contenuto dell'opuscolo illustrativo di cui all'allegato A alla presente deliberazione, di cui forma parte integrante e sostanziale, prevedendo in particolare che:

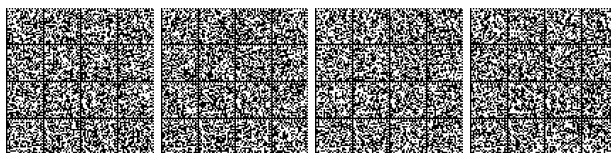
   a. l'Autorità invii alle imprese distributrici gli opuscoli illustrativi;

   b. le imprese distributrici provvedano a recapitare gli opuscoli illustrativi presso i punti di prelievo o di immissione dei clienti finali e delle altre utenze in media tensione con impianti non adeguati ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità entro 45 giorni dal ricevimento degli stessi, aggiungendo alla documentazione ricevuta dall'Autorità i soli indirizzi postali ed astenendosi dall'aggiungere secondo qualsivoglia modalità il proprio logo nonché dall'accludere o inviare contestualmente ogni altra comunicazione o documentazione;

5. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) l'Allegato A alla deliberazione 19 dicembre 2007, n. 333/07, come risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento;
6. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dal giorno successivo alla sua prima pubblicazione.

Milano, 16 febbraio 2009

Il Presidente: Ortis

ALLEGATO *A*

Testo dell'opuscolo illustrativo

Nell'interesse della sua Azienda.
Nell'interesse di tutti.

Vuole ridurre il peso della bolletta di energia elettrica?

Adegui subito il suo impianto elettrico di media tensione: non pagherà più la componente tariffaria CTS (corrispettivo tariffario specifico) e potrà anche ricevere un indennizzo in caso di troppe interruzioni lunghe (superiori a 3 minuti) nell'erogazione di elettricità.

In questo modo la sua Azienda, facendo il proprio interesse, potrà contribuire a migliorare il sistema di distribuzione dell'energia elettrica. Per sapere come fare legga questa breve informativa oppure entri nel sito **www.autorita.energia.it** nella pagina consumatori/elettricità nella sezione "Adeguamento degli impianti di utenza MT".

Cosa sta facendo l'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Dal 2000 **l'Autorità** sta operando con incentivi e penalità tariffarie verso tutti i distributori per diminuire il numero e la durata delle **interruzioni** nell'erogazione di energia elettrica**. I risultati** sono notevoli: in otto anni la durata media delle interruzioni si è ridotta del **70%** e la frequenza delle interruzioni lunghe è diminuita del **43%.** Ma per migliorare ancora l'Autorità ha deciso di puntare anche sulla collaborazione di tutti gli utenti di media tensione.

Cosa può fare la sua Azienda.

L'idea è semplice: un miglioramento dell'impianto di ciascun utente migliora la qualità del sistema nel suo complesso, in aggiunta allo sforzo di miglioramento già richiesto dall'Autorità alle imprese di distribuzione dell'energia elettrica. Cosa può fare la sua Azienda? **Adeguare l'impianto elettrico alle delibere 333/07 e ARG/elt 33/08** dell'Autorità.

Per adeguarsi può far **verificare il suo impianto** da un'impresa installatrice abilitata secondo il Decreto 37 del 2008 (ex Legge 46/90) o da un professionista iscritto all'albo professionale o dal responsabile interno del suo ufficio tecnico. E poi, **eseguiti eventuali lavori di adeguamento**, **inviare la Dichiarazione di Adeguatezza all'indirizzo del suo distributore di energia elettrica**, disponibile anche sul sito internet dell'Autorità.

Un vantaggio immediato.

Avere un impianto adeguato significa accedere a vantaggi immediati e futuri. Il distributore di energia elettrica **non le applicherà più il CTS a partire dalla data di consegna della Dichiarazione di Adeguatezza**, salvo eventuali controlli che potrà eseguire per verificare l'effettivo adeguamento del suo impianto.

E uno futuro.

Se ha consegnato la Dichiarazione di Adeguatezza, il distributore è tenuto a riconoscerle **un indennizzo** in caso di eccessiva numerosità di interruzioni lunghe e in caso di interruzioni di eccezionale durata che superino gli standard stabiliti dell'Autorità. Il distributore le accrediterà la somma **automaticamente nella bolletta** di giugno dell'anno successivo a quello delle interruzioni.

Entro la stessa data il distributore le invierà l'elenco delle interruzioni lunghe subite nell'anno precedente o le metterà a disposizione tali informazioni sul sito internet nella sezione a lei dedicata.

Una semplice valutazione economica.

Ecco un esempio per una fornitura elettrica in media tensione con potenza disponibile di 600 kW. Se questo utente ha un consumo annuo di energia elettrica legato a un normale orario di lavoro (1.500 ore) e si adegua, **risparmia circa 1.000 Euro all'anno di CTS**. A questo si può aggiungere l'indennizzo per l'eccessiva numerosità delle interruzioni: supponiamo che l'utente sia in un Comune compreso fra 5.000 e 50.000 abitanti, a cui si applica uno standard massimo di 4 interruzioni lunghe all'anno. In caso di 6 interruzioni in un anno, **l'indennizzo automatico ammonterà a 2.100 Euro**, e **dal 2010** diventerà di **3.150 Euro**. Sommando gli indennizzi per le interruzioni all'esenzione dal CTS l'utente che si adegua ottiene un **significativo vantaggio economico**.

Più informazioni nelle bollette.

Dalla seconda metà del 2009, ad intervalli periodici, le bollette dell'energia elettrica evidenzieranno **l'ammontare annuo del CTS che la sua Azienda pagherà** se non si adegua e la quota parte già pagata dall'inizio dell'anno fino alla data della bolletta.

Nell'interesse della sua Azienda.

Per maggiori dettagli può entrare nel sito **www.autorita.energia.it** nella pagina consumatori/elettricità nella sezione **"Adeguamento degli impianti di utenza MT"** oppure visiti il sito internet del suo distributore.

Nell'interesse di tutti.

Decidendo di adeguarsi anche la sua Azienda contribuirà al progetto dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per migliorare ancora di più la qualità del servizio elettrico.

09A04325

DELIBERAZIONE 16 febbraio 2009.

Modificazioni e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08, in materia di modalità applicative del regime di compensazione della spesa per i nuclei familiari di cui all'articolo 3, comma 9-*bis* del decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito con modificazioni in legge 28 gennaio 2009, n. 2. (Deliberazione ARG/elt 19/09).

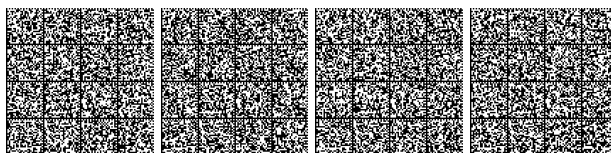
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 16 febbraio 2009

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE;
- il Decreto del Presidente della Repubblica 22 dicembre 1986, n. 917, come successivamente modificato e integrato (T.U.I.R.);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 ed in particolare l'articolo 2, comma 12, lettera e);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Economia e delle Finanze, delle Politiche per la Famiglia e della Solidarietà sociale 28 dicembre 2007, recante "Determinazione dei criteri per la definizione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica per i clienti economicamente svantaggiati e per i clienti in gravi condizioni di salute" (di seguito: decreto 28 dicembre 2007);
- il decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185 recante "Misure urgenti per il sostegno a famiglie, lavoro, occupazione e impresa e per ridisegnare in funzione anti-crisi il quadro strategico nazionale" convertito con modificazioni in legge 28 gennaio 2009, n. 2 (di seguito: decreto-legge n. 185/08);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 15 novembre 2001, n. 264/01;
- la deliberazione dell'Autorità 5 dicembre 2002, n. 199/02;
- la deliberazione dell'Autorità 26 giugno 2006, n. 126/06;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07, e in particolare l'Allegato A (di seguito: TIT), come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08, come successivamente modificata ed integrata (di seguito: deliberazione ARG/elt 117/08).

Considerato che:

- l'articolo 3, comma 9 del decreto-legge n. 185/08 stabilisce che il regime di compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica di cui al decreto 28 dicembre 2007 sia applicato anche ai clienti finali domestici presso i quali sono presenti persone che versano in gravi condizioni di salute, tali da richiedere l'utilizzo di apparecchiature medico-terapeutiche alimentate ad energia elettrica necessarie per il loro mantenimento in vita;
- l'articolo 3, comma 9-bis del medesimo decreto-legge n. 185/08 stabilisce che l'accesso al regime di compensazione della spesa di cui al decreto 28 dicembre 2007 sia riconosciuto anche ai nuclei familiari con almeno 4 figli a carico con indicatore della situazione economica equivalente non superiore a 20.000 euro;
- nel caso di punti di prelievo caratterizzati da un numero di componenti la famiglia anagrafica superiore a 4 componenti, il limite di potenza impegnata di 3 kW previsto dall'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08 ai fini dell'accesso al regime di compensazione in caso di disagio economico potrebbe risultare troppo restrittivo rispetto ad una elevata probabilità che le apparecchiature elettriche siano utilizzate con un elevato coefficiente di contemporaneità;
- al fine di agevolare il funzionamento del sistema di compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica sostenuta dai clienti domestici disagiati, alcune segnalazioni formulate da operatori attivi nella distribuzione e nella vendita di energia elettrica hanno evidenziato esigenze di precisazione e affinamento di alcune disposizioni contenute nell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08;
- la standardizzazione delle informazioni necessarie per la richiesta di ammissione al regime di compensazione risulta utile al fine di agevolare il funzionamento del sistema di ammissione stesso e la corretta erogazione delle compensazioni;
- l'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08 prevede che, ai fini della richiesta di ammissione al regime di compensazione della spesa di cui al decreto 28 dicembre 2007, i clienti finali domestici si avvalgano di una modulistica appositamente predisposta ed allegata alla medesima deliberazione;
- le innovazioni apportate con il decreto-legge n. 185/08 rendono necessario adattare la modulistica di cui al precedente alinea;
- la modifica della modulistica necessaria a recepire le innovazioni introdotte non comporta la necessità di ripetere la presentazione dell'istanza da parte dei clienti che vi abbiano già provveduto rientrando nei criteri di ammissione previsti originariamente dalla deliberazione ARG/elt 117/08;
- il modulo A attualmente in uso può continuare ad essere utilizzato in relazione alle istanze di clienti che rientrano nell'ambito di applicazione del regime di compensazione originariamente previsto dal decreto 28 dicembre 2007;
- è operativo il sistema informatico centralizzato per la gestione dei flussi informativi tra i Comuni e le imprese distributrici, di cui all'articolo 8 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08;
- l'articolo 4 della deliberazione ARG/elt 117/08 prevede che per il godimento della compensazione della spesa per la fornitura dell'energia elettrica retroattivamente per l'anno 2008 sia necessario fare richiesta di accesso alla compensazione entro il 31 marzo 2009.

Ritenuto opportuno:

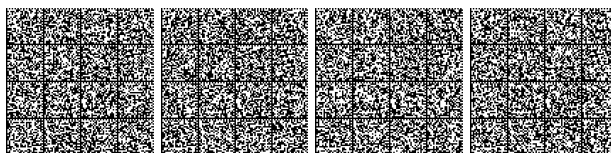
- recepire le innovazioni apportate con il decreto-legge n. 185/08, introducendo le necessarie modifiche ed integrazioni alle disposizioni contenute nella deliberazione ARG/elt 117/08 e nel relativo Allegato A;
- elevare a 4,5 kW il limite di potenza impegnata di cui al comma 4.1 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08 nei casi in cui il punto di prelievo oggetto della compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica sia caratterizzato da un numero di componenti la famiglia anagrafica superiore a 4;
- ai fini dell'accesso al regime di compensazione dei nuclei familiari di cui all'articolo 3, comma 9-bis del decreto-legge n. 185/08 predisporre un apposito modulo per la dichiarazione, sostitutiva di atto di notorietà, relativa all'identificazione dei figli a carico;
- prevedere che per l'istanza di ammissione al regime di compensazione della spesa per la fornitura per l'energia elettrica:
  a) i clienti aventi i requisiti originariamente previsti dal decreto 28 dicembre 2007, come recepiti con deliberazione ARG/elt 117/08, possano continuare ad utilizzare il modulo A attualmente in uso;
  b) venga introdotto un nuovo modulo A*bis,* utilizzabile da tutti i clienti aventi i requisiti di accesso al regime di compensazione, ivi compresi i casi di nuclei familiari con almeno quattro figli a carico e i casi di numerosità familiare superiore a quattro componenti, con potenza impegnata superiore a 3 kW fino a 4,5 kW;
- apportare modifiche al sistema informatico centralizzato di cui all'articolo 8 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08, al fine di consentire al medesimo sistema la gestione delle istanze relative ai nuclei familiari di cui all'articolo 3, comma 9-bis del decreto-legge n. 185/08;
- prorogare il termine di cui ai commi 4.1 e 4.2 della deliberazione ARG/elt 117/08 per la richiesta di accesso alla compensazione nonché il termine di cui al comma 4.8 della medesima deliberazione, per tenere conto dei tempi necessari ad apportare le modifiche al sistema informatico di cui al precedente alinea, conseguenti all'entrata in vigore del decreto-legge n. 185/08

DELIBERA

Articolo 1
Modificazioni e integrazioni alla deliberazione ARG/elt 117/08

1.1 Ai commi 4.1 e 4.2 della deliberazione ARG/elt 117/08 le parole "entro il 31 marzo 2009" sono sostituite con le parole "entro il 30 aprile 2009".

1.2 Al comma 4.8 della deliberazione ARG/elt 117/08 le parole "dall'1 aprile 2009" sono sostituite con le parole "dall'1 maggio 2009".

1.3 Dopo il comma 4.8 della deliberazione ARG/elt 117/08 è aggiunto il seguente comma:
"4.9 Ai fini di quanto previsto dal comma 4.1, la data di presentazione della richiesta di accesso alla compensazione è comprovata dalla data riportata sull'attestazione di presentazione dell'istanza rilasciata mediante il sistema

informatico di cui all'articolo 8 dell'Allegato A o, in alternativa, dalla data di protocollo attribuita dal Comune di residenza.".

Articolo 2

Modificazioni e integrazioni all'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08

2.1 Al comma 1.1, dopo la definizione "decreto 28 dicembre 2007", è aggiunta la seguente definizione:

"• **decreto-legge n. 185/08:** è il decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185 recante "Misure urgenti per il sostegno a famiglie, lavoro, occupazione e impresa e per ridisegnare in funzione anti-crisi il quadro strategico nazionale", convertito con modificazioni in legge 28 gennaio 2009, n. 2;".

2.2 Al comma 1.1, dopo la definizione "**disagio fisico**", è aggiunta la seguente definizione:

"• **famiglia numerosa:** è il nucleo familiare di cui all'articolo 3, comma 9-bis, del decreto-legge n. 185/08;".

2.3 Il comma 2.3 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08 è sostituito dal seguente comma:

"2.3 I clienti domestici di cui al comma 2.2, lettera a) sono individuati come:

a) i clienti finali domestici di cui all'articolo 2, comma 4, del decreto 28 dicembre 2007;

b) i clienti finali domestici che presentano apposita dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante la sussistenza delle condizioni di cui all'articolo 3, comma 9-bis, del decreto-legge n. 185/08.".

2.4 Al comma 2.4 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08, le parole "nel cui nucleo familiare" sono sostituite con le parole "presso i quali".

2.5 La lettera b) del comma 2.4 è sostituita con la seguente lettera:

"b) i clienti finali domestici che presentano una certificazione ASL che attesti la presenza, presso il punto di prelievo oggetto dell'agevolazione, di persone che versano in gravi condizioni di salute tali da richiedere l'utilizzo di apparecchiature elettromedicali necessarie per l'esistenza in vita.".

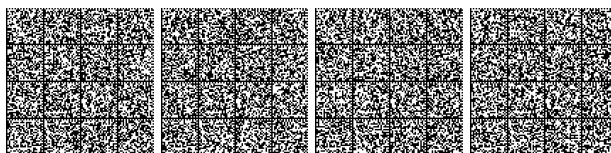
2.6 Al comma 4.1, lettera a) dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08, dopo le parole "28 dicembre 2007," sono aggiunte le parole "ovvero di cui all'articolo 3, comma 9-bis del decreto-legge n. 185/08,".

2.7 La lettera c) del comma 4.1 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08 è sostituita con la seguente lettera:

"c) la potenza impegnata nel punto di prelievo per il quale è richiesta la compensazione non può essere:

i. superiore a 3 kW, nei casi di cui al comma 2.2, lettera a), con numerosità familiare fino a 4 componenti;

ii. superiore a 4,5 kW, nei casi di cui al comma 2.2, lettera a), con numerosità familiare oltre 4 componenti;".

2.8 La lettera c) del comma 4.2 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08, è sostituita con la seguente lettera:

"c) il richiedente la compensazione deve essere l'intestatario del contratto di fornitura del punto di prelievo per il quale si richiede l'ammissione al regime di compensazione.".

2.9 Al comma 4.3 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08, la parola "sociale" e sostituita con "economico".

2.10 Al comma 4.4 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08, le parole "La condizione" sono sostituite con le parole "Per numerosità familiare fino a quattro componenti, la condizione".

2.11 Al comma 8.2 lettera a), punto v) dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08, dopo le parole "numerosità familiare", sono aggiunte le parole "ed eventuale condizione di famiglia numerosa".

2.12 Al comma 8.2 lettera a), punto vii) dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08, è eliminata la parola "contrattualmente".

2.13 La lettera c) del comma 8.3 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08 è sostituita con la seguente lettera:
"c) numerosità familiare ed eventuale condizione di famiglia numerosa;".

2.14 La lettera f) del comma 8.3 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08 è sostituita dalla seguente lettera:
"f) per le richieste di compensazione di cui al comma 2.2, lettera b), presenza del soggetto utilizzatore di apparecchiature elettromedicali presso il cliente finale domestico titolare del punto di prelievo beneficiario della compensazione;".

2.15 Al comma 9.5 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08, le parole "del limite di potenza contrattualmente impegnata" sono sostituite con le parole "dei limiti di potenza impegnata".

2.16 Il comma 11.2, è sostituito dal seguente comma

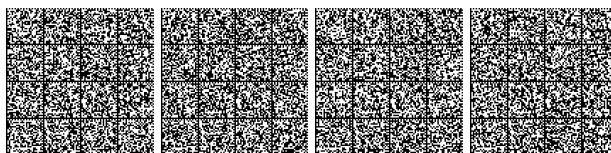
"11.2 L'ammontare della compensazione determinato ai sensi del comma 11.1 è riportato nella tabella 3 allegata al presente provvedimento ed è differenziato rispetto al numero di componenti la famiglia anagrafica, vale a dire:

a) numerosità familiare fino a 2 (due) componenti;

b) numerosità familiare oltre 2 (due) e fino a 4 (quattro) componenti;

c) numerosità familiare oltre 4 (quattro) componenti.".

2.17 Il comma 17.2 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08 è sostituito con il seguente comma:
"17.2 Ciascun venditore, ai sensi di quanto previsto dall'articolo 13 dell'Allegato A alla deliberazione n. 152/06, per ciascun punto di prelievo ammesso al regime di compensazione della spesa provvede ad inserire, in ciascun documento di fatturazione nel quale venga riconosciuta la compensazione di cui al comma 2.1, la seguente dicitura:

a) "La sua fornitura è ammessa alla compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica ai sensi del decreto 28 dicembre 2007 (cosiddetto bonus sociale elettrico). La richiesta di rinnovo deve

essere effettuata entro *mese/anno*", nei casi di cui al comma 2.2, lettera a), ovvero nei casi di cumulo di cui al comma 4.3;

b) "La sua fornitura è ammessa alla compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica ai sensi del decreto 28 dicembre 2007 (cosiddetto bonus sociale elettrico)", nei casi di cui al comma 2.2, lettera b).".

2.18 Al comma 19.1 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08 le parole "il modulo A" sono sostituite con le parole "il modulo A*bis*".

2.19 Dopo il comma 19.4 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08 è aggiunto il seguente comma:

"19.5 Ai fini della dichiarazione sostitutiva dell'atto di notorietà di cui al comma 2.3, lettera b), i clienti finali domestici utilizzano il *modulo E, allegato al presente provvedimento.".*

2.20 La Tabella 1 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08 è sostituita con la *Tabella 1 allegata al presente provvedimento*.

2.21 La Tabella 3 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08 è sostituita con la *Tabella 3 allegata al presente provvedimento*.

2.22 Il Modulo A dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08 è sostituito con il *Modulo Abis allegato al presente provvedimento*.

Articolo 3

Disposizioni finali

3.1 Ai fini della richiesta di ammissione al regime di compensazione della spesa di cui al comma 2.2, lettera a), della deliberazione ARG/elt 117/08, il modulo A attualmente in uso, così come definito dalla medesima deliberazione precedentemente alle modifiche di cui al comma 2.18, continua a mantenere la sua validità per i clienti finali domestici aventi i requisiti originariamente previsti dal decreto 28 dicembre 2007.

3.2 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), ed entra in vigore dalla data di prima pubblicazione.

3.3 La deliberazione ARG/elt 117/08, comprensiva dell'Allegato A, è pubblicata sul sito dell'Autorità con le modifiche e le integrazioni di cui al presente provvedimento.

3.4 Il presente provvedimento, nonché la deliberazione ARG/elt 117/08, comprensiva dell'allegato A, come modificata e integrata dal presente provvedimento, sono trasmessi al Ministero dello Sviluppo Economico, al Ministero dell'Economia e delle Finanze, al Ministero del Lavoro, della Salute e delle Politiche Sociali, all'Associazione Nazionale dei Comuni Italiani e alla Cassa Conguaglio per il settore elettrico.

Milano, 16 febbraio 2009

Il Presidente: ORTIS

Tabella 1 - Elementi informativi da presentare all'atto della domanda di cui al comma 3.1

Informazione	**Tipo di disagio**	
	economico	**fisico**
Data di presentazione della domanda	X	X
Nome e cognome e codice fiscale del richiedente	X	X
Indirizzo di residenza del richiedente	X	X
Recapiti telefonici, fax e di posta elettronica del richiedente e, se differente dalla residenza, recapito postale	X	X
Codice fiscale degli altri componenti il nucleo familiare del richiedente		X
Indirizzo punto di prelievo da agevolare	X	X
Codice identificativo del punto di prelievo da agevolare (POD)	X	X
Nome, cognome e codice fiscale dell'intestatario del contratto di fornitura relativo al punto di prelievo da agevolare	X	X
Potenza impegnata nel punto di prelievo da agevolare	X	X
Attestazione ISEE	X	
Numero identificativo dell'attestazione ISEE	X	
Valore indicatore ISEE	X	
Data rilascio e scadenza dell'attestazione ISEE	X	
Numerosità familiare	X	
Eventuale condizione di famiglia numerosa	X	
Certificazione ASL o dichiarazione sostitutiva di notorietà		X
Data rilascio certificazione ASL		X
Tipo di apparecchiatura elettromedicale		X
Consenso al trattamento dei dati di consumo ai fini delle verifiche di cui all'articolo 10	X	X
Impegno a comunicare le variazioni	X	X
Tipologia di domanda(*)	X	X

(*) Nuova domanda, rinnovo, variazione POD, altre variazioni

Tabella 3 – Ammontare della compensazione per i clienti in stato di disagio economico, di cui al comma 11.2 (€/anno per punto di prelievo)

Codice	**Descrizione**	**Anno 2008**	**Anno 2009**
E0	Nessuna agevolazione	€ 0	€ 0
E1	Numerosità familiare 1-2 componenti	€ 60	€ 58
E2	Numerosità familiare 3-4 componenti	€ 78	€ 75
E3	Numerosità familiare oltre 4 componenti	€ 135	€ 130

Il presente Modulo Abis sostituisce il precedente Modulo A. Il Modulo A può essere ancora utilizzato per le istanze con numerosità della famiglia anagrafica fino a 4 persone o con numerosità maggiore di 4, ma potenza impegnata fino a 3 kW.

Modulo A*bis*

ISTANZA PER L'AMMISSIONE AL
REGIME DI COMPENSAZIONE PER LA FORNITURA DI ENERGIA ELETTRICA
(decreto interministeriale 28 dicembre 2007 e decreto-legge n. 185/08)

DISAGIO ECONOMICO

Il/La sottoscritto/a[1] ______________________________ ______________________________,
(*Cognome*) (*Nome*)

nato/a a _______________, (prov.___), il ________, codice fiscale ________________________

consapevole delle sanzioni penali previste dall'articolo 76 del D.P.R. n. 445/2000 in caso di rilascio di dichiarazioni mendaci, ovvero di formazione od utilizzo di atti falsi,

CHIEDE

ai sensi del decreto interministeriale 28 dicembre 2007 e del decreto-legge n. 185/08, di essere ammesso/a al regime di compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica per i clienti economicamente svantaggiati nella propria abitazione di residenza.

Numerosità famiglia anagrafica[2] _________ Famiglia con 4 o più figli a carico[3] SI NO

Informazioni relative alla fornitura di energia elettrica:

Fornitura per uso domestico residenti[4] SI NO

Fornitura effettuata nel Comune ____ (prov.___)

via/piazza ____, n° civico ________

Codice POD[5] __________________________________ Potenza impegnata[6] _________ (kW)

La presente richiesta si configura come[7]:

☐ Nuova istanza ☐ Rinnovo ☐ Variazione residenza ☐ Variazione numerosità familiare

Al riguardo si allega copia fotostatica dei seguenti documenti:

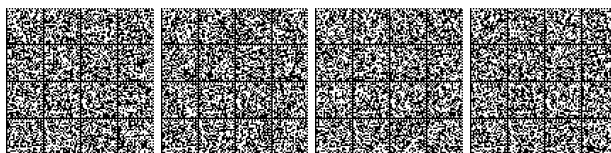
☐ Attestazione ISEE[8] ☐ Documento di identità ☐ Certificato agevolazione in vigore[9]

☐ Autocertificazione figli a carico[10]

Recapiti per eventuali comunicazioni (campi facoltativi)

Tel ____________________, Cell ____________________, fax ________________________

e-mail ____

[1] Il richiedente deve essere l'intestatario del contratto di fornitura dell'energia elettrica.
[2] Si tratta del numero di componenti desumibili dallo stato di famiglia.
[3] Per famiglia numerosa si intende, ai sensi dell'articolo 3, comma 9-bis del decreto-legge n. 185/08, il nucleo familiare con almeno quattro figli a carico. Per "figli a carico" si intendono i figli a carico ai fini IRPEF, ai sensi dell'articolo 12, comma 2, del T.U.I.R.
[4] La compensazione della spesa è riconosciuta solo per forniture nell'abitazione di residenza del richiedente.
[5] Il codice POD è il codice alfanumerico che inizia con le lettere "IT" riportato in ogni bolletta e nel contratto di fornitura.
[6] La potenza impegnata, riportata in ogni bolletta e nel contratto di fornitura, non può essere maggiore di 3 kW nei casi di numerosità familiare fino a 4 componenti. Tale limite è esteso a 4,5 kW nel caso di numerosità familiare oltre 4 componenti.
[7] Le istanze di rinnovo e variazione della numerosità famigliare sono ammesse solo se riferite al medesimo POD dell'agevolazione in vigore.
[8] Necessaria per le nuove istanze e per i rinnovi. Il valore dell'ISEE non può essere superiore a 7.500 euro. Tale limite è esteso a 20.000 euro nel caso delle famiglie numerose.
[9] È il certificato rilasciato dal Comune all'atto della presentazione dell'istanza di agevolazione in vigore. La sua presentazione è necessaria per le istanze di rinnovo, di variazione di residenza e di variazione numerosità famigliare.
[10] Necessaria per attestare la condizione di famiglia numerosa nel caso di nuove istanze, rinnovi.

Modulo A*bis*

Il/La sottoscritto/a, inoltre

dichiara:

- che le informazioni riportate nella presente istanza, comprensive degli allegati, corrispondono al vero e sono accertabili ai sensi dell'art. 43 del citato DPR n. 445/00, ovvero documentabili su richiesta delle amministrazioni competenti;
- di essere informato, ai sensi dell'articolo 13 del D.lgs. 30 giugno 2003, n. 196, che i dati personali, acquisiti con la presente istanza:
  a) sono forniti per determinare le condizioni di ammissibilità del richiedente l'applicazione del regime di compensazione;
  b) potranno essere trattati, unitamente ai dati relativi ai consumi elettrici, anche mediante strumenti informatici, esclusivamente nell'ambito del procedimento relativo alla presente istanza.;
  c) saranno comunicati alle imprese di distribuzione ai fini dell'erogazione della compensazione e potranno essere altresì trasmessi alla Guardia di finanza e all'Agenzia delle Entrate, unitamente ai dati di consumo elettrici rilevati a seguito dell'ammissione al regime di compensazione, per i controlli previsti dalla vigente normativa, ivi incluse le attività di controllo di cui all'art. 10 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 6 agosto 2008, n. 117/08 s.m.i;
- di impegnarsi a comunicare tempestivamente al proprio Comune di residenza le variazioni delle condizioni di ammissibilità di cui all'articolo 9 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08 intervenute durante il periodo di validità della compensazione.

Il rifiuto al trattamento dei dati contenuti nella presente istanza non consentirà di accedere al regime di compensazione.
Il dichiarante può rivolgersi in qualunque momento agli enti ai quali ha presentato l'istanza per verificare, aggiornare, integrare, rettificare o cancellare, chiedere il blocco ed opporsi al trattamento dei dati che lo riguardano, se trattati in violazione di legge (articoli 7, 9, 10 e 138 del D.lgs. 30 giugno 2003, n. 196). L'ente al quale viene presentata l'istanza e gli enti erogatori a cui sono trasmesse le informazioni sono titolari del trattamento dei dati, ciascuno per le rispettive competenze.

____________________ ____________________
(*Luogo, data*) (*Firma del richiedente*)

PRESENTAZIONE DELL'ISTANZA MEDIANTE INCARICATO

La presente istanza è presentata dal sig. ________________ ________________
(*Cognome*) (*Nome*)

(documento di identità n. ________________, rilasciato in data ____ / ____ / ______

da ________________________) in qualità di delegato del richiedente.

Allo scopo si allega copia fotostatica dei seguenti documenti:

☐ Atto di delega a presentare la dichiarazione

☐ Documento di riconoscimento del delegato

____________________ ____________________
(*Luogo, data*) (*Firma del delegato*)

La presente istanza costituisce DICHIARAZIONE SOSTITUTIVA DI ATTO DI NOTORIETA' AI SENSI DEGLI ARTICOLI 38 E 47 DEL DPR n. 445/2000 E S.M.I.

Modulo E

DICHIARAZIONE SOSTITUTIVA DI ATTO DI NOTORIETA'
Per il riconoscimento della condizione di FAMIGLIA NUMEROSA

comma 2.3, lettera b), della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 117/08 e s.m.i.

Il/La sottoscritto/a ________________________ ________________________,
(Cognome) *(Nome)*

nato/a ________________________ (prov.______), il ______________,

codice fiscale________________________,

consapevole delle sanzioni penali previste dall'articolo 76 del D.P.R. n. 445/2000 in caso di rilascio di dichiarazioni mendaci, ovvero di formazione od utilizzo di atti falsi,

dichiara che:

1) ________________ ________________, ________________,
(*Cognome*) (*Nome*) *(Codice fiscale)*
è figlio a carico ai fini IRPEF* di
________________ ________________, ________________
(*Cognome*) (*Nome*) *(Codice fiscale)*

2) ________________ ________________, ________________,
(*Cognome*) (*Nome*) *(Codice fiscale)*
è figlio a carico ai fini IRPEF* di
________________ ________________, ________________
(*Cognome*) (*Nome*) *(Codice fiscale)*

3) ________________ ________________, ________________,
(*Cognome*) (*Nome*) *(Codice fiscale)*
è figlio a carico ai fini IRPEF* di
________________ ________________, ________________
(*Cognome*) (*Nome*) *(Codice fiscale)*

4) ________________ ________________, ________________,
(*Cognome*) (*Nome*) *(Codice fiscale)*
è figlio a carico ai fini IRPEF* di
________________ ________________, ________________
(*Cognome*) (*Nome*) *(Codice fiscale)*

e che tutti i soggetti summenzionati sono compresi nel nucleo familiare rilevante ai fini dell'attestazione ISEE n. ________________________ allegata all'istanza di ammissione al regime di compensazione della spesa di cui al decreto ministeriale 28 dicembre 2007.

________________________ ________________________
(*Luogo, data*) (*Firma*)

* Sono considerati a carico i figli che, ai sensi dell'articolo 12, comma 2, del T.U.I.R., possiedono un reddito complessivo non superiore a 2.840,51 euro.

09A04326

DELIBERAZIONE 2 marzo 2009.

Rettifiche di errori materiali e modificazioni della Parte II del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (TUDG). (Deliberazione ARG/gas 22/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

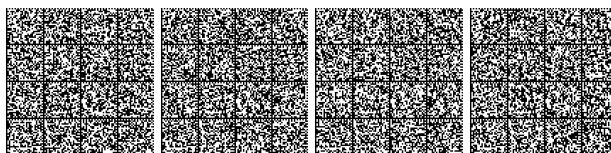
Nella riunione del 2 marzo 2009

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 98/30/CE;
- il regio decreto 15 ottobre 1925, n. 2578;
- la legge 8 giugno 1990, n. 142 (di seguito: legge n. 142/90);
- la legge 23 dicembre 1992, n. 498 (di seguito: legge n. 498/92);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 di attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1990, n. 144, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 142 del 20 giugno 2000 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00);
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239.
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 28 dicembre 2000, n. 237/00, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 18 ottobre 2001, n. 229/01 e successive modifiche e integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2001, n. 311/01;
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2004, n. 138/04, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 168/04, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 170/04, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 6 giugno 2006, n. 108/06, come successivamente modificata e integrata;

- la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2006, n. 294/06, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 157/07, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 9 luglio 2007, n. 169/07;
- la deliberazione dell'Autorità 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08, di approvazione della Parte I "Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012" (RQDG) del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (TUDG);
- la deliberazione dell'Autorità 22 settembre 2008, ARG/gas 128/08.
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 159/08);
- la Parte II del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 recante "Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (di seguito: RTDG)" approvata con la deliberazione ARG/gas 159/08, come modificata con la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2008, ARG/gas 197/08.

Considerato che:

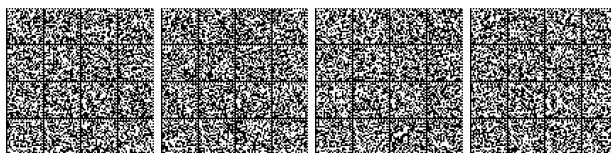
- sono pervenute all'Autorità richieste di chiarimento sui contenuti della RTDG e che richieste di chiarimenti sono state formulate anche nel corso di incontri con imprese distributrici e associazioni di categoria;
- dagli approfondimenti eseguiti a seguito delle richieste di chiarimento di cui al precedente alinea è emersa l'esigenza di procedere a rettifiche di errori materiali e ad alcune modifiche della RTDG;
- l'articolo 13 della RTDG prevede che il costo storico $CA_{c,s,t,i}$, per cespiti in esercizio al 31 dicembre 2006, acquisiti fino al 31 dicembre 2003 in occasione di processi di aggregazione societaria, quali acquisizioni di rami d'impresa, fusioni o incorporazioni, è pari al costo originario di prima iscrizione desumibile dalle fonti contabili obbligatorie dell'impresa distributrice che ha acquisito il ramo o che risulta dalla fusione o dall'incorporazione;
- il comma 1.1 della RTDG definisce come processo di aggregazione societaria l'acquisizione di rami d'impresa da parte di altre imprese distributrici, la fusione di due o più imprese distributrici o l'incorporazione di un'impresa distributrice da parte di altra impresa distributrice, mentre esclude dalla definizione di processo di aggregazione societaria le acquisizioni di pacchetti azionari e le trasformazioni di soggetti giuridici;
- le leggi n. 142/90 e n. 498/92 hanno riformato le modalità di gestione dei servizi pubblici locali, imponendo modifiche nelle forme di gestione ammissibili, in particolare escludendo la possibilità di gestire il servizio mediante le aziende speciali del precedente ordinamento, che non avevano personalità giuridica;
- per altro il comma 1, dell'articolo 15, del decreto legislativo n. 164/00 prevede che entro l'1 gennaio 2003 sono adottate dagli enti locali le deliberazioni di

adeguamento alle disposizioni del medesimo decreto legislativo e che tale adeguamento avviene mediante l'indizione di gare per l'affidamento del servizio ovvero attraverso la trasformazione delle gestioni in società di capitali o in società cooperative a responsabilità limitata;

- il comma 5, dell'articolo 15, del medesimo decreto legislativo n. 164/00 prevede che ai titolari degli affidamenti e delle concessioni di distribuzione del gas, in essere alla data di entrata in vigore del decreto, non ancora scadute alla fine del periodo transitorio, è riconosciuto un rimborso, a carico del nuovo gestore calcolato nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni o nei contratti e, per quanto non desumibile dalla volontà delle parti, con i criteri di cui alle lettere a) e b) dell'articolo 24 del regio decreto 15 ottobre 1925, n. 2578. Resta sempre esclusa la valutazione del mancato profitto derivante dalla conclusione anticipata del rapporto di gestione;
- il comma 7.6 della RTDG prevede che nel caso di determinazione d'ufficio della tariffa di riferimento si proceda a una decurtazione a forfait del 10% rispetto al valore della quota parte del vincolo calcolato per l'anno termico 2007-2008 a copertura dei costi di capitale, corretto per le variazioni relative all'anno 2007, al netto dei costi di capitale relativi ai cespiti centralizzati;
- non sono previste disposizioni per il caso di invio tardivo delle informazioni contabili necessarie per le determinazioni tariffarie.

Considerato inoltre che:

- il comma 38.2 della RTDG prevede che ai fini della fissazione dell'altitudine convenzionale H, da applicare nella determinazione della pressione barometrica assoluta p_b, si applichi un criterio semplificato per i punti di riconsegna nei quali la pressione relativa di misura è inferiore o uguale a 0,025 bar;
- le reti di distribuzione di gas diversi dal naturale vengono esercite a livelli di pressione mediamente più elevati rispetto alle reti di distribuzione del gas naturale;
- si sono riscontrati alcuni errori materiali.

Ritenuto che sia opportuno:

- estendere la previsione di cui all'articolo 13 della RTDG, relativa alle modalità di determinazione del costo storico $CA_{c,s,t,i}$, per cespiti in esercizio al 31 dicembre 2006, in occasione di processi di aggregazione societaria, anche al caso di subentri nella gestione conseguenti ad affidamenti mediante gara ai sensi del comma 5, articolo 15 del decreto legislativo n. 164/00;
- per le costituzioni di aziende speciali ai sensi delle disposizioni di cui alla legge n. 142/90 e di società per azioni ai sensi delle disposizioni di cui alla legge n. 498/92, conseguenti all'attuazione delle disposizioni della medesima legge n. 142/90 qualora non siano disponibili i dati storici stratificati come riportati nelle fonti contabili giuridiche dei soggetti che precedentemente gestivano il servizio, consentire l'utilizzo dei valori riportati nei libri cespiti delle medesime aziende speciali e società per azioni all'atto della loro costituzione;
- non estendere la possibilità di cui al precedente alinea al caso di trasformazioni di soggetti giuridici non dipendenti dall'applicazione di disposizioni di legge;

- ad integrazione prevedere che l'obbligo di acquisire e rendere disponibili i dati, di cui al comma 14.3 della RTDG, sia generalizzato a tutti i casi di subentro nella gestione conseguenti ad affidamenti avvenuti successivamente al 31 dicembre 2003**;**
- disporre, in una logica di contenimento dei costi amministrativi legati alla gestione delle tariffe di distribuzione dei gas diversi dal naturale, una diversa soglia per l'applicazione di criteri semplificati ai fini della fissazione dell'altitudine convenzionale H rilevante per il calcolo della pressione barometrica assoluta p_b.

Ritenuto infine che sia opportuno

- definire regole per il caso di ritardo nell'invio delle informazioni contabili;
- meglio precisare la regolazione per le località in avviamento;
- correggere alcuni errori materiali.

DELIBERA

Articolo 1
Modificazioni, integrazioni e rettifica di errori materiali della RTDG

1.1 All'articolo 7, comma 7.6, dopo le parole "*sul risultato così ottenuto"* sono aggiunte le parole *"con efficacia fino all'esercizio in cui saranno resi disponibili i dati relativi ai costi sostenuti per lo svolgimento del servizio."*

1.2 All'articolo 7, dopo il comma 7.8, è aggiunto il seguente comma:

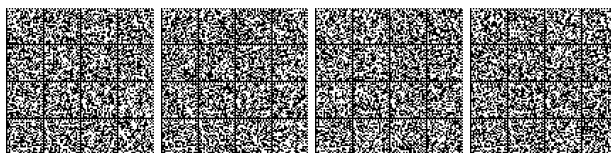
7.9 "Entro 30 giorni dalla data di prima fornitura le imprese distributrici trasmettono all'Autorità una richiesta di determinazione della tariffa di riferimento ai fini della perequazione dei ricavi, fornendo tutti i dati previsti ai sensi del presente articolo della RTDG. I dati relativi al capitale investito di località in questi casi sono aggiornati al 31 dicembre dell'anno precedente quello di prima fornitura".

1.3 La rubrica dell'articolo 13 è sostituita dalla seguente:

"*Disposizioni per casi particolari di indisponibilità delle informazioni per la ricostruzione dei dati storici stratificati*".

1.4 All'articolo 13, comma 13.1, dopo le parole *"in occasione di processi di aggregazione societaria, quali acquisizioni di rami d'impresa, fusioni o incorporazioni,"* sono aggiunte le parole "*qualora non siano disponibili le informazioni per ricostruire i dati storici stratificati di cui al comma 12.1".*

1.5 All'articolo 13, dopo il comma 13.1, sono aggiunti i seguenti commi:

13.1bis "Il costo storico $CA_{c,s,t,i}$, per cespiti in esercizio al 31 dicembre 2006, acquisiti in occasione di subentro nella gestione del servizio a seguito di affidamento mediante gara ai sensi dell'articolo 15, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00, qualora non siano disponibili le informazioni per ricostruire i dati storici stratificati di cui al comma 12.1 è pari al costo storico originario di prima iscrizione desumibile dalle fonti contabili

obbligatorie della medesima impresa distributrice che è subentrata nella gestione del servizio.”.

13.1ter “Il costo storico $CA_{c,s,t,i}$, per cespiti in esercizio al 31 dicembre 2006, conferiti al momento della costituzione di aziende speciali ai sensi delle disposizioni di cui alla legge 8 giugno 1990, n. 142 e di società per azioni ai sensi delle disposizioni di cui alla legge 23 dicembre 1992, n. 498, qualora non siano disponibili le informazioni per ricostruire i dati storici stratificati come riportati nelle fonti contabili giuridiche dei soggetti che precedentemente gestivano il servizio, è pari al costo originario di prima iscrizione desumibile dalle fonti contabili obbligatorie dell’impresa distributrice che risulta dal medesimo atto di costituzione”.

1.6 Alla rubrica dell’articolo 14 sono eliminate le parole “*all’interno di processi di aggregazione societaria avvenuti*”.

1.7 All’articolo 14, comma 14.2, sono eliminate le parole “*, in occasione di processi di aggregazione societaria,”.*

1.8 All’articolo 38, comma 38.2, le parole *“l’applicazione della seguente formula”* sono sostituite dalle parole *“l’applicazione di un coefficiente calcolato secondo la seguente formula”.*

1.9 All’articolo 43, comma 43.1, lettera c), le parole *“ai valori* $IMN_{t-1,c}^{FAB}$*”* sono sostituite dalle parole *“ai valori* $IMN_{t-1,c}^{FAB}$ *e* $AMA_{t-1,c}^{FAB}$*”.*

1.10 All’articolo 87, dopo il comma 87.1, sono aggiunti i seguenti commi:

87.2 “Fatto salvo quanto previsto dai successivi commi 87.3 e 87.4, ai fini della valutazione *ex-ante* dei ricavi che gli esercenti possono conseguire dall’applicazione delle componenti delle opzioni tariffarie ot_1, ot_3 e $\tau_1(mis)$ durante il periodo di avviamento si assume una quantità di gas distribuito pari al prodotto tra il numero di punti di riconsegna, determinati ai sensi di quanto previsto al comma 8.2 della RTDG, e la quantità media di consumo attribuita a ogni punto di riconsegna, riportata nella Tabella 9 per fascia climatica di appartenenza della località in avviamento.”

87.3 “Nell’anno di prima fornitura, nelle singole località interessate, l’impresa distributrice applica opzioni tariffarie ot_1, ot_3 e $\tau_1(mis)$ relative al servizio di distribuzione liberamente determinate.”

87.4 “Qualora la data di prima fornitura sia successiva al termine di cui al comma 7.1 della RTDG, l’impresa distributrice, nelle singole località interessate, applica opzioni tariffarie ot_1, ot_3 e $\tau_1(mis)$ relative al servizio di distribuzione liberamente determinate nei due anni di prima fornitura.”

1.11 All’articolo 88, dopo il comma 88.1, è aggiunto il seguente comma:

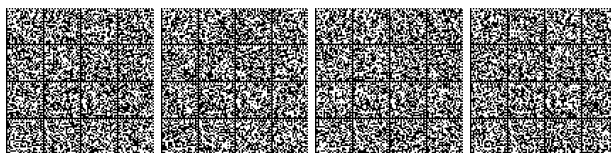
88.2 “Ai fini della determinazione della pressione barometrica assoluta p_b, espressa in bar, di cui al comma 38.2, si assume l’altitudine sul livello del mare del Comune nel quale è ubicato il punto di riconsegna per tutti i punti di riconsegna nei quali la pressione relativa di misura è inferiore o uguale a 0,035 bar. Per gli altri punti di riconsegna si identificano le fasce altimetriche di appartenenza di ciascun punto di riconsegna, secondo quanto previsto nel medesimo comma 38.2”

1.12 Dopo la Tabella 8, è aggiunta la seguente tabella:

Tabella 9: Consumo specifico per punto di riconsegna

Zona climatica	Consumo specifico(smc/pdr/anno)
B	190
C	460
D	255
E	485
F	335

Articolo 2
Disposizioni finali

2.1 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorità.energia.it) ed entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

2.2 Il testo della RTDG risultante dalle modifiche ed integrazioni apportate con il presente provvedimento è pubblicato sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it)

Milano, 2 marzo 2009

Il Presidente: Ortis

09A04334

DELIBERAZIONE 2 marzo 2009.

Determinazione del corrispettivo a copertura dei costi di funzionamento di Acquirente Unico S.p.A. per l'anno 2008 e, a titolo di acconto, per l'anno 2009. (Deliberazione ARG/elt 23/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 2 marzo 2009

Visti:

- il provvedimento del Comitato Interministeriale Prezzi 6 luglio 1974, n. 34, istitutivo della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99, e sue modifiche e provvedimenti applicativi (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- la legge 3 agosto 2007, n. 125 (di seguito: legge 3 agosto 2007) di conversione, con modificazioni, del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 28 dicembre 2006, n. 321/06, recante "Aggiornamento per il trimestre gennaio - marzo 2007 di componenti e parametri della tariffa elettrica. Modificazioni e integrazioni dell'Allegato A alla deliberazione 30 gennaio 2004, n. 5/04" (di seguito: deliberazione n. 321/06);
- la deliberazione dell'Autorità 9 febbraio 2007, n. 22/07, recante il nuovo regolamento di organizzazione e funzionamento della Cassa (di seguito: deliberazione n. 22/07);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07, recante "Approvazione del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73/07" (di seguito: TIV);
- la deliberazione dell'Autorità 22 giugno 2007, n. 140/07, recante "Approvazione di un progetto per l'informazione dei clienti finali del servizio elettrico sulla liberalizzazione del mercato" (di seguito: delibera n. 140/07);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, approvato con la deliberazione n. 348/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIT);

- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 352/07, recante "Condizioni economiche del servizio di vendita di maggior tutela: aggiornamento per il 1° trimestre 2008 dei corrispettivi PED (Prezzi Energia e Dispacciamento)" (di seguito: deliberazione n. 352/07);
- la deliberazione dell'Autorità 14 maggio 2008, GOP 28/08 (di seguito: deliberazione GOP 28/08) istitutiva dello Sportello del Consumatore di energia (di seguito: Sportello);
- la deliberazione dell'Autorità 14 maggio 2008, GOP 29/08 (di seguito: deliberazione GOP 29/08) di approvazione del progetto dello Sportello;
- la deliberazione dell'Autorità 14 maggio 2008, GOP 30/08 (di seguito: deliberazione GOP 28/08) recante adeguamento del Regolamento di cui alla deliberazione n. 22/07;
- la deliberazione dell'Autorità 10 giugno 2008, ARG/elt 76/08 recante "Approvazione del contratto tipo di cessione dell'energia elettrica agli esercenti la maggior tutela da parte della società Acquirente unico S.p.A.";
- il documento per la consultazione del Gestore del mercato elettrico "Proposta di modifica ai sistemi di garanzia e regolazione dei pagamenti adottati dal GME" (di seguito: documento di consultazione GME);
- la comunicazione della Direzione Mercati dell'Autorità n. 0011920 del 22 aprile 2008 (di seguito: comunicazione della Direzione Mercati);
- la comunicazione del 17 febbraio, protocollo AU 267 (prot. Autorità 8506 del 23 febbraio 2009), trasmessa alla Direzione Mercati dell'Autorità dall'Acquirente unico (di seguito: comunicazione 17 febbraio).

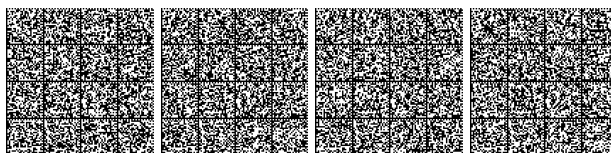
Considerato che:

- l'articolo 4, comma 9, del decreto legislativo n. 79/99 prevede che l'Autorità determini la misura del corrispettivo per le attività svolte dall'Acquirente unico Spa (di seguito: Acquirente unico) e che il corrispettivo sia tale da incentivare la stessa società allo svolgimento delle attività di propria competenza secondo criteri di efficienza economica;
- l'articolo 1, comma 2, della legge 3 agosto 2007 dispone che la funzione di approvvigionamento dell'energia elettrica per i clienti finali domestici e per le imprese connesse in bassa tensione, aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro, non riforniti di energia elettrica sul mercato libero continui ad essere svolta dall'Acquirente unico.
- l'articolo 11 del TIV prevede che il prezzo di cessione dall'Acquirente unico agli esercenti la maggior tutela per la vendita ai clienti cui il servizio è erogato comprenda una componente pari al corrispettivo unitario riconosciuto all'Acquirente unico per l'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela;
- la delibera n. 140/07 ha approvato la realizzazione da parte di Acquirente unico di un servizio di informazione per i clienti finali del servizio elettrico sulla liberalizzazione del mercato, in conformità con il relativo progetto appositamente predisposto dall'Acquirente unico medesimo;
- l'Autorità con deliberazione GOP/28/08 ha istituito lo Sportello per lo svolgimento delle attività materiali, informative e conoscitive anche preparatorie

e strumentali nell'ambito della valutazione di reclami, istanze e segnalazioni presentati dai clienti finali e per il servizio informativo tramite call center al fine di fornire ai clienti finali informazioni generali sulla liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas, sulla regolazione introdotta dall'Autorità nonché sull'eventuale reclamo o segnalazione inviata dal singolo cliente finale e sui diritti dei consumatori

- per la attivazione e la gestione dello Sportello di cui al precedente alinea l'Autorità si avvale della Cassa per un quinquennio decorrente dal 1° luglio 2008;
- la deliberazione GOP 29/08 ha approvato il progetto operativo dello Sportello, autorizzando la Cassa, a far data dall'approvazione della deliberazione e fino al 30 giugno 2013 a porre gli oneri annuali derivanti alla stessa dall'attivazione dello Sportello per il 60% a carico del Conto qualità energia elettrica e per il 40% a carico del Conto qualità gas, fornendo altresì un contributo pari ad un terzo dei costi annui diretti relativi alle attività materiali, informative e conoscitive anche preparatorie e strumentali nell'ambito della valutazione di reclami, istanze e segnalazioni presentati dai clienti finali allo Sportello per un ammontare massimo predefinito;
- la deliberazione GOP 30/08, nelle more dell'approvazione della Organizzazione della Cassa ai sensi dell'art. 9, comma 1, del Regolamento allegato alla deliberazione n. 22/07 della struttura organizzativa e del numero delle risorse umane impiegate e al fine di soddisfare l'urgenza di garantire ai clienti finali un'adeguata valutazione delle loro sempre più numerose segnalazioni in un contesto sensibile e dinamico dei mercati dell'energia elettrica e del gas, ha autorizzato la Cassa medesima alla stipulazione di convenzioni di reciproca collaborazione con organismi di diritto pubblico, che garantiscano competenze diffuse e specialistiche di specifico interesse nell'ambito energetico, nonché terzietà ed imparzialità.

Considerato inoltre che:

- la deliberazione n. 352/07 ha determinato il corrispettivo riconosciuto a titolo di acconto all'Acquirente unico a copertura dei costi di funzionamento per il 2008 come pari a 8.800.000 (ottomilioni e ottocentomila) euro;
- i dati del Preconsuntivo economico 2008, trasmessi da Acquirente unico con la comunicazione 17 febbraio, evidenziano:
  - costi di funzionamento per un importo pari a circa 10.500.000 (diecimilioni e cinquecentomila) euro, di cui circa 720.000 (settecentoventimila) euro attribuibili sia al primo semestre 2008 per le attività di cui alla deliberazione n. 140/07 sia al secondo semestre 2008 per le attività dello Sportello;
  - altri proventi e ricavi, diversi da quelli direttamente attribuibili all'attività di acquisto ed vendita dell'energia elettrica all'ingrosso, per un importo pari a circa 300.000 (trecentomila) euro;
  - proventi finanziari netti per un importo pari a circa 9.200.000 (nove milioni e duecentomila) euro;
- il corrispettivo riconosciuto a consuntivo a copertura dei costi di funzionamento di Acquirente unico è stato, sia con riferimento ai costi del 2006 che a quelli del 2007, pari a 7.400.000 (settemilioni e quattrocentomila) euro.

Considerato infine che:

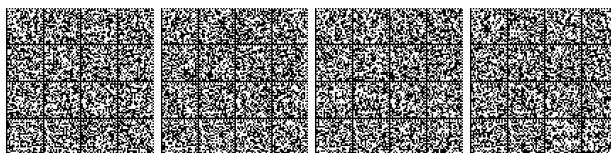
- la deliberazione n. 321/06 ha determinato il corrispettivo riconosciuto a titolo di acconto all'Acquirente unico a copertura dei costi di funzionamento per il 2007 come pari a 8.000.000 (ottomilioni) di euro;
- la comunicazione della Direzione Mercati ha quantificato il valore a consuntivo del corrispettivo a copertura dei costi di funzionamento per il 2007 in 7.400.000 (settemilioni e quattrocentomila) euro;
- sulla base delle informazioni trasmesse da Acquirente unico con la comunicazione 17 febbraio, la differenza tra il corrispettivo raccolto a titolo di acconto per il 2007 e quello riconosciuto a titolo definitivo per il medesimo anno, e pari a 604.000 (seicentoquattromila) euro, è stata contabilmente sospesa, in quanto non registrata a competenza economica del 2007 ma iscritta in una apposita voce del passivo patrimoniale in attesa di informazioni giuridicamente certe in ordine alla sua destinazione economica;
- i dati del Preventivo economico 2009, comunicati da Acquirente unico con la comunicazione 17 febbraio, prevedono:
  - costi propri di funzionamento, senza considerare la remunerazione del capitale investito netto, per un importo pari a circa 12.260.000 (dodicimilioni e duecentosessantamila) euro;
  - costi relativi al servizio Sportello del consumatore pari a circa 2.900.000 (duemilioni e novecentomila) euro;
- i dati del Preventivo economico 2009, prevedono inoltre un ulteriore eventuale onere in caso sia dato corso alla proposta, contenuta nel documento di consultazione GME, di riduzione delle tempistiche di pagamento sui mercati gestiti dal Gestore del mercato elettrico;
- la quantificazione del corrispettivo a copertura dei costi di funzionamento dell'Acquirente unico riconosciuto a consuntivo deve avvenire sulla base di considerazioni di efficienza, non necessarie e non utilizzate nella determinazione del corrispettivo riconosciuto a titolo di acconto;
- sulla base delle informazioni contenute nella comunicazione 17 febbraio, è ragionevole ritenere che la gestione finanziaria del 2009 presenti proventi finanziari netti sensibilmente inferiori a quelli che hanno caratterizzato la gestione degli anni precedenti a causa del venir meno di alcune delle principali determinati di detti proventi.

Ritenuto opportuno:

- determinare il corrispettivo a copertura dei costi di funzionamento dell'Acquirente unico riconosciuto a titolo di acconto per il 2009 assumendo che, per quanto sopra considerato, l'importo della posta relativa ai proventi finanziari netti e dagli altri proventi e ricavi, diversi da quelli direttamente attribuibili all'attività di acquisto ed vendita dell'energia elettrica all'ingrosso, sia non sensibilmente superiore alla remunerazione da riconoscere al capitale investito netto e tenuto altresì conto delle modalità di copertura dei costi, sostenuti dall'Acquirente unico con riferimento allo Sportello, ai sensi della deliberazione GOP 29/08;
- che, come sopra considerato, dovrebbero, qualora presenti, avere manifestazione sensibilmente inferiore a quella degli anni precedenti;

- quantificare il corrispettivo riconosciuto a consuntivo all'Acquirente unico a copertura dei costi di funzionamento nel 2008 sulla base di considerazioni di efficienza e tenendo conto dei proventi finanziari, così come degli altri proventi e ricavi;
- che, per le suddette considerazioni di efficienza ed in ragione della consistenza dei proventi finanziari netti, il corrispettivo riconosciuto a consuntivo all'Acquirente unico a copertura dei costi di funzionamento nel 2008 non sia superiore a quanto riconosciuto al medesimo titolo nel 2007 e nel 2006;
- prevedere che la differenza tra il corrispettivo riconosciuto a titolo di acconto per il 2008 ai sensi della deliberazione n. 352/07 e il corrispettivo riconosciuto a consuntivo per il medesimo anno ai sensi della presente deliberazione sia destinato alla copertura del corrispettivo riconosciuto a titolo di acconto per il 2009;
- prevedere che, analogamente, la differenza tra il corrispettivo raccolto a titolo di acconto a copertura dei costi di funzionamento per il 2007 e quello riconosciuto a consuntivo per il medesimo anno sia destinato alla copertura del corrispettivo riconosciuto a titolo di acconto per il 2009;
- quantificare il corrispettivo riconosciuto a titolo di acconto a copertura dei costi di funzionamento di Acquirente unico per l'anno 2009 senza tenere conto, inizialmente, degli oneri derivanti dall'eventuale riduzione delle tempistiche di pagamento sui mercati gestiti dal Gestore del mercato elettrico;
- prevedere che l'eventuale adeguamento del corrispettivo riconosciuto a titolo di acconto a copertura dei costi di funzionamento di Acquirente unico per l'anno 2009 per tenere conto dell'eventuale riduzione delle tempistiche di pagamento sui mercati gestiti dal Gestore del mercato elettrico nel corso del 2009, sia oggetto, in caso, di successivo provvedimento

DELIBERA

1. di quantificare il corrispettivo riconosciuto a titolo di acconto a copertura dei costi di funzionamento di Acquirente unico per l'anno 2009 in 12.260.000 (dodicimilioni e duecentosessantamila) euro, tenuto conto di 2.900.000 (duemilioni e novecentomila) euro di costi che saranno sostenuti dall'Acquirente Unico per lo Sportello e che trovano copertura ai sensi della deliberazione GOP 29/08;
2. di quantificare il corrispettivo riconosciuto a copertura dei costi di funzionamento di Acquirente unico per l'anno 2008 in 7.400.000 (settemilioni e quattrocentomila) euro, detratti i costi relativi al funzionamento dello Sportello a far tempo dal 1° luglio 2008, che trovano copertura ai sensi della deliberazione GOP 29/08;
3. di disporre che l'Acquirente unico destini alla copertura dell'importo di cui al precedente punto 1 sia la differenza tra il corrispettivo raccolto a titolo di acconto a copertura dei costi di funzionamento per il 2007 e quello riconosciuto a consuntivo per il medesimo anno che la differenza tra il corrispettivo raccolto a titolo di acconto a copertura dei costi di funzionamento per il 2008 e il corrispettivo di cui al precedente punto 2;
4. di trasmettere il presente provvedimento all'Acquirente unico;

5. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 2 marzo 2009

Il Presidente: ORTIS

09A04327

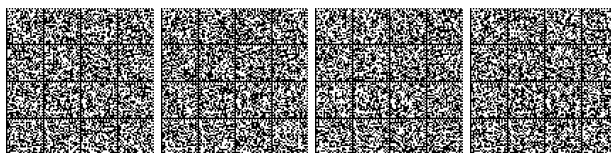
DELIBERAZIONE 4 marzo 2009.

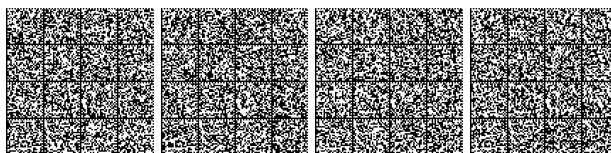
Disposizioni in materia di modalità economiche di offerta, presso il mercato regolamentato delle capacità e del gas, di quote del gas naturale importato, ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 19 marzo 2008. (Deliberazione ARG/gas 24/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 4 marzo 2009

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE del 26 giugno 2003 del Parlamento europeo e del Consiglio;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00);
- l'articolo 11 del decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, convertito con legge 2 aprile 2007, n. 40 (di seguito: decreto legge n. 7/07);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico (di seguito: il Ministro) 12 luglio 2007 (di seguito: decreto 12 luglio 2007), pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale, Serie Generale n°176 del 31 luglio 2007;
- il decreto del Ministro 19 marzo 2008 (di seguito: decreto 19 marzo 2008), pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale, Serie Generale n°114 del 16 maggio 2008;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 17 luglio 2002, n. 137/02 (di seguito: deliberazione n. 137/02);
- la deliberazione dell'Autorità 26 febbraio 2004, n. 22/04 (di seguito: deliberazione n. 22/04);
- la deliberazione dell'Autorità 8 marzo 2007, n. 56/07;
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2007, n. 162/07 (di seguito: deliberazione n. 162/07);
- la deliberazione dell'Autorità 22 novembre 2007, n. 291/07 (di seguito: deliberazione n. 291/07);
- la deliberazione dell'Autorità 16 settembre 2008, ARG/gas 124/08;
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2008, ARG/gas 112/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 112/08);
- il documento per la consultazione 19 giugno 2008 per la "Introduzione di un mercato regolamentato del gas naturale e definizione delle modalità di offerta presso il medesimo mercato delle quote corrispondenti agli obblighi derivanti dalla normativa vigente (Piattaforma Organizzata GAS)" (di seguito: documento per la consultazione 19 giugno 2008).

Considerato che:

- l'articolo 11, comma 1, del decreto legge n. 7/07 prevede che le aliquote del prodotto della coltivazione di giacimenti di gas dovute allo Stato, a decorrere da quelle dovute per l'anno 2006, siano cedute dai titolari delle concessioni di coltivazione presso il mercato regolamentato della capacità e del gas di cui all'articolo 13 della deliberazione n. 137/02 (di seguito: mercato regolamentato), e secondo le modalità di cui all'articolo 1 della deliberazione n. 22/04;
- il medesimo articolo 11, comma 1, stabilisce che le modalità di cessione delle predette aliquote siano stabilite con decreto del Ministro, sentita l'Autorità; e che tale provvedimento è stato adottato dal Ministro con il decreto 12 luglio 2007, dopo aver acquisito il prescritto parere dell'Autorità, espresso con deliberazione n. 162/07;
- l'articolo 11, comma 2, del decreto legge n. 7/07 prevede che le autorizzazioni all'importazione di gas prodotto in Paesi non appartenenti all'Unione Europea, rilasciate dal Ministero dello sviluppo economico (di seguito: il Ministero) ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo n. 164/00, siano subordinate all'obbligo di offerta, presso il mercato regolamentato, di una quota del gas importato;
- il medesimo articolo 11, comma 2, dispone che il Ministero definisca con decreto la predetta quota di offerta, in misura rapportata ai volumi complessivamente importati e che le modalità di offerta, secondo principi trasparenti e non discriminatori, siano determinate dall'Autorità; e che tale provvedimento è stato adottato con il decreto 19 marzo 2008, dopo aver acquisito il parere dell'Autorità, espresso con deliberazione n. 291/07;
- il decreto 19 marzo 2008 stabilisce, all'articolo 1, comma 2, che l'offerta delle predette quote sia effettuata entro i termini indicati dall'Autorità, e comunque entro l'anno termico successivo a quello cui si riferiscono le importazioni soggette all'obbligo di offerta;
- il documento per la consultazione 19 giugno 2008 prevede che le prescrizioni legislative e regolamentari di offerta ai sensi dell'articolo 11, comma 2, del decreto legge n. 7/07, con riferimento alle aliquote del prodotto della coltivazione di giacimenti dovute allo Stato ed alle quote del gas importato da Paesi non appartenenti all'Unione Europea, siano ottemperate presso il mercato centralizzato di negoziazione del gas naturale ivi prospettato, avvalendosi di una piattaforma informatica di supporto alla gestione delle offerte ed alla conclusione dei relativi contratti (di seguito: POGAS).
- la deliberazione ARG/gas 112/08 ha previsto, nelle more dell'introduzione della POGAS, una disciplina coordinata di offerta presso il mercato regolamentato dei quantitativi di gas di cui all'articolo 11, commi 1 e 2, del decreto legge n. 7/07, ed ha definito, in particolare, le modalità di offerta delle quote di importazione da offrire entro l'anno termico 2008/2009, prevedendo che l'offerta di tali quote sia effettuata secondo lotti mensili e annuali;
- la medesima deliberazione ha previsto che le modalità ed i termini per l'assegnazione di lotti mensili con consegna nei mesi estivi dell'anno 2009 siano definiti con successivo provvedimento dell'Autorità, anche al fine di tenere conto di un'eventuale avvio della POGAS, ancora non intervenuto, nonché della definizione dei volumi effettivamente importati soggetti all'obbligo di offerta.

Considerato inoltre che:

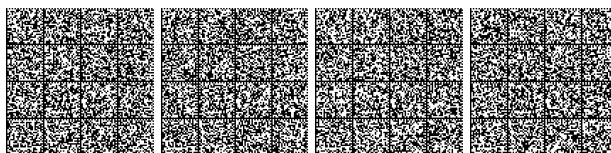
- parte dei lotti offerti in applicazione delle procedure concorsuali definite dalla deliberazione ARG/gas 112/08 non è stata ceduta in quanto il prezzo contenuto nelle relative offerte di acquisto ricevute dall'importatore è risultato inferiore al prezzo minimo da questi definito e comunicato all'Autorità, ai sensi del comma 8.2 della medesima deliberazione, con due giorni di anticipo rispetto al termine per la presentazione delle offerte di acquisto;
- l'esito della procedure descritto al precedente alinea, anche in base a quanto segnalato da un importatore, potrebbe essere anche connesso al significativo ribasso delle quotazioni energetiche considerate nel fissare il prezzo minimo intervenute fra il momento in cui tale prezzo è stato fissato ed il termine per la presentazione delle offerte di acquisto.

Ritenuto che:

- sia necessario, nelle more dell'introduzione della POGAS, definire le modalità di offerta, presso il mercato regolamentato, delle quote da importazione da offrire presso il mercato regolamentato, ai sensi dell'articolo 1 del decreto 19 marzo 2008, entro l'anno termico 2008 – 2009, e non ancora offerte nell'ambito delle procedure concorsuali di cui alla deliberazione ARG/gas 112/08;
- sia opportuno confermare le modalità di offerta contenute nella deliberazione ARG/gas 112/08, prevedendo che il prezzo minimo eventualmente definito dall'importatore sia fissato contestualmente al termine per la ricezione delle offerte di acquisto in modo che possa essere definito in base all'andamento dei mercati energetici di riferimento più prossimo a tale termine

DELIBERA

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 2 del decreto legislativo n. 164/00 e le seguenti definizioni:
   a. importatore è il soggetto cui il Ministero ha rilasciato autorizzazioni all'importazione di gas prodotto in Paesi non appartenenti all'Unione Europea, ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo n. 164/00 e che è tenuto ad offrire quote da importazione;
   b. quote da importazione sono le quote del volume di gas naturale importato da Paesi non appartenenti all'Unione europea da offrire, e non ancora offerte nell'ambito delle procedure concorsuali di cui alla deliberazione 4 agosto 2008 - ARG/gas 112/08, presso il mercato regolamentato, ai sensi dell'articolo 1 del decreto 19 marzo 2008, entro l'anno termico 2008 – 2009;
   c. Punto di Scambio Virtuale o PSV è il punto virtuale della rete nazionale dei gasdotti, situato tra i punti di entrata e di uscita della medesima rete, presso il quale i soggetti abilitati possono effettuare scambi e cessioni di gas,

individuato, nell'ambito delle modalità di cui all'articolo 1 della deliberazione n. 22/04, quale mercato regolamentato ai sensi dell'articolo 13 della deliberazione n. 137/02;

d. Smc sta per standard metri cubi;

Articolo 2

Oggetto e ambito di applicazione

2.1 Il presente provvedimento definisce, ai sensi dell'articolo 11, comma 2, del decreto legge n. 7/07, le modalità di offerta, presso il mercato regolamentato, delle quote da importazione.

Articolo 3

Requisiti di partecipazione

3.1 Hanno titolo a partecipare alle procedure di cui al successivo comma 4.1 tutti i soggetti abilitati ad operare al Punto di Scambio Virtuale.

Articolo 4

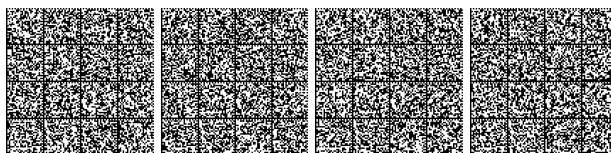
Condizioni generali per l'offerta delle quote da importazione

4.1 L'offerta delle quote da importazione viene effettuata da ciascun importatore mediante procedure concorsuali ad evidenza pubblica, nel rispetto dei criteri e con le modalità di seguito definite.

4.2 La consegna del gas naturale oggetto dei contratti conclusi in esito alle procedure concorsuali di cui al comma 4.1 deve avvenire al Punto di Scambio Virtuale.

4.3 Ai fini dell'offerta nelle procedure concorsuali di cui al comma 4.1, le quote da importazione sono suddivise in lotti, caratterizzati da quantitativi giornalieri costanti in tutto il periodo di consegna, secondo quanto previsto al successivo articolo 5.

4.4 Ai fini dell'offerta dei lotti corrispondenti alle quote da importazione, l'importatore può prevedere un prezzo minimo di vendita per ciascun lotto.

4.5 Il prezzo minimo di cui al comma 4.4 deve essere determinato nello stesso giorno fissato dall'importatore come termine per la presentazione delle offerte e comunque prima dell'apertura delle offerte ricevute da parte dei partecipanti alle procedure di cui al comma 4.1 e non deve essere reso noto prima della conclusione delle procedure stesse.

Articolo 5
Definizione dei lotti

5.1 Ciascun importatore offre, alle condizioni di cui al precedente articolo 4, le quote da importazione di sua competenza, suddividendole in lotti secondo i seguenti criteri:

a) ciascun lotto può avere un periodo di consegna corrispondente a ciascuno dei mesi da aprile 2009 a settembre 2009 (lotti mensili) o corrispondente all'intero periodo compreso tra i medesimi mesi (lotti semestrali);
b) il quantitativo di gas associato a ciascun lotto semestrale non può essere superiore a 200'000 GJ;
c) il quantitativo di gas associato a ciascun lotto mensile non può essere superiore a 100'000 GJ;
d) il quantitativo di gas corrispondente, in ciascun mese, all'insieme dei lotti offerti non può essere inferiore al 15% delle medesime quote da importazione;
e) qualora le quote da importazione risultino pari o superiori a 25 milioni di Smc, il quantitativo di gas corrispondente all'insieme dei lotti semestrali deve essere pari o superiore al 30% delle medesime quote da importazione.

Articolo 6
Criteri di assegnazione

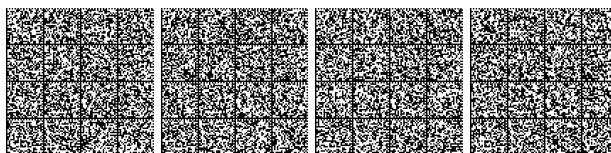
6.1 Ciascuna offerta di acquisto, presentata dai richiedenti in busta chiusa nell'ambito delle procedure di cui al comma 4.1, dovrà contenere:

a. il numero di lotti richiesti per ciascuna tipologia (lotto semestrale o lotti mensili distinti per mese di consegna);
b. il corrispettivo offerto per l'assegnazione di ciascun lotto e l'impegno irrevocabile assunto dal richiedente ad acquistare i lotti di cui risulti assegnatario, valorizzati al corrispettivo di assegnazione.

6.2 I lotti sono assegnati, separatamente per ciascuna tipologia (lotto semestrale o lotti mensili distinti per mese di consegna), secondo l'ordine di merito delle offerte di acquisto, stilato in base a valori decrescenti del corrispettivo offerto per l'acquisto di ciascun lotto, e l'ordine di merito delle offerte di vendita, stilato in base a valori crescenti del prezzo minimo di vendita di ciascun lotto, in modo da massimizzare il valore netto delle transazioni concluse in esito all'assegnazione.

6.3 Il valore netto delle transazioni di cui al comma 6.2 è pari alla differenza fra il valore complessivo delle offerte di acquisto e il valore complessivo delle offerte di vendita, determinati come prodotto tra i rispettivi prezzi e le rispettive quantità.

6.4 Qualora più soggetti offrano il medesimo corrispettivo per uno stesso lotto, l'assegnazione verrà effettuata dal titolare a mezzo sorteggio.

6.5 Il corrispettivo di assegnazione, pagato per ciascun lotto dal soggetto assegnatario, è pari al corrispettivo dell'ultima offerta di acquisto accettata in ciascuna assegnazione.

Articolo 7

Termini per lo svolgimento delle procedure concorsuali

7.1 Ai fini dell'assegnazione delle quote da importazione, ciascun importatore pubblica sul proprio sito internet, entro il 10 marzo 2009, le modalità di svolgimento della procedura di assegnazione dei lotti mensili di propria competenza, relativi a ciascuno dei mesi da aprile 2009 a settembre 2009 e dei lotti semestrali di propria competenza.

7.2 L'assegnazione delle quote da importazione corrispondenti ai lotti di cui al comma 7.1 dovrà essere completata entro il 25 marzo 2009.

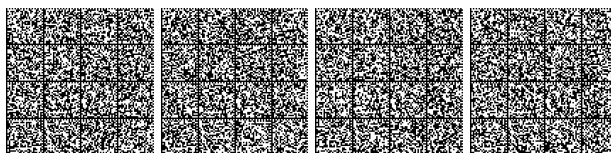
Articolo 8

Obblighi informativi in capo all'importatore

8.1 Ciascun importatore, con almeno 2 giorni di anticipo rispetto al termine - previsto dal medesimo importatore nell'ambito delle modalità di svolgimento della procedura di assegnazione di cui al comma 7.1 - per la presentazione delle offerte da parte degli operatori, comunica all'Autorità, su supporto informatico, l'elenco dei lotti offerti in vendita dal medesimo importatore precisando, per ciascun lotto:
- il periodo di consegna;
- il corrispondente quantitativo di gas;
- l'eventuale prezzo minimo previsto.

8.2 Ciascun importatore contestualmente al termine - previsto dal medesimo importatore nell'ambito delle modalità di svolgimento della procedura di assegnazione di cui al comma 7.1 - per la presentazione delle offerte da parte degli operatori, e comunque prima dell'apertura delle offerte ricevute, comunica all'Autorità, su supporto informatico l'eventuale prezzo minimo previsto per ciascun lotto.

8.3 Ciascun importatore, entro i 3 giorni lavorativi successivi alla conclusione della procedura di assegnazione:

a) comunica all'Autorità, su supporto informatico:
   i) l'elenco dei lotti offerti in acquisto dai partecipanti alla procedura precisando, per ciascun lotto:
      - il soggetto che ha presentato l'offerta;
      - il periodo di consegna;
      - il corrispondente quantitativo di gas;
      - il prezzo offerto;
      - se il lotto è stato oggetto di assegnazione;

ii) il prezzo di assegnazione per ciascuna tipologia di lotti (identificata sulla base del periodo di consegna);

iii) ogni informazione disponibile relativa a contratti conclusi dal medesimo importatore che abbiano a riferimento qualunque parametro determinato in esito alla procedura di assegnazione;

b) pubblica sul proprio sito internet le informazioni di cui alla lettera a) che precede, omettendo esclusivamente l'identità dei soggetti che hanno presentato le offerte di cui al punto i) della medesima lettera.

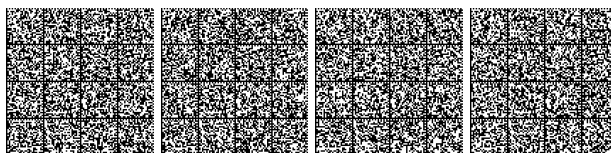
Articolo 9

Disposizioni finali

9.1 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 4 marzo 2009

Il Presidente: ORTIS

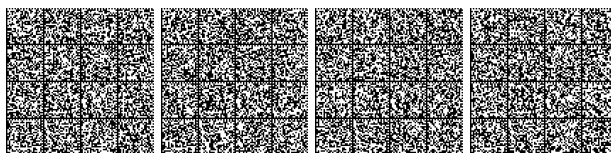
09A04335

DELIBERAZIONE 9 marzo 2009.

Riconoscimento alla società Enel Produzione S.p.A. degli oneri derivanti dall'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 per l'anno 2004, limitatamente all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato nei primi tre mesi dell'anno 2003. (Deliberazione ARG/elt 26/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 9 marzo 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- la direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001 (di seguito: direttiva 2001/77/CE);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, come modificato dall'articolo 28, comma 11, della legge 23 dicembre 2000, n. 388 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, recante attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità (di seguito: decreto legislativo n. 387/03);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 18 dicembre 2008, recante l'aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo n. 79/99 (di seguito: decreto ministeriale 18 dicembre 2008);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 23 dicembre 2002, n. 227/02 (di seguito: deliberazione n. 227/02);
- la deliberazione dell'Autorità 5 febbraio 2004, n. 8/04, recante riconoscimento degli oneri sostenuti dai produttori di energia elettrica che hanno adempiuto all'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, limitatamente all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato nell'anno 2001 (di seguito: deliberazione n. 8/04);
- la deliberazione dell'Autorità 6 giugno 2005, n. 101/05, recante riconoscimento degli oneri sostenuti dai produttori di energia elettrica che hanno adempiuto all'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, limitatamente all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato nell'anno 2002 (di seguito: deliberazione n. 101/05);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia

elettrica per il periodo di regolazione 2004 - 2007, riportato nell'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 (di seguito: Testo integrato);

- l'allegato A della deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011", e sue successive modifiche ed integrazioni (di seguito: Testo Integrato Trasporto);
- la sentenza n. 4694/07 del Tar Lombardia;
- la lettera di Enel S.p.A. del 24 gennaio 2006, prot. n. 9 (prot. Autorità n. 001684 del 24 gennaio 2006);
- la lettera della Direzione Energia Elettrica dell'Autorità del 27 gennaio 2006, prot. GB/R06/540/fl;
- la lettera di Enel Produzione S.p.A. del 11 novembre 2008, prot. n. 0042636 (prot. Autorità n. 37008 del 27 novembre 2008).

Considerato che:

- l'articolo 69, comma 69.2, del Testo integrato prevede che, con separato provvedimento, l'Autorità definisca le modalità per il riconoscimento degli oneri sostenuti dai produttori di energia elettrica che hanno adempiuto all'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 (di seguito: l'obbligo), relativamente alla quantità di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato prodotta da fonti non rinnovabili negli anni 2001 e 2002, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, eccedenti i 100 GWh;
- con la deliberazione n. 8/04 l'Autorità ha riconosciuto gli oneri sostenuti dai produttori di energia elettrica che hanno adempiuto all'obbligo dell'anno 2002, con riferimento all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato nell'anno 2001;
- con la deliberazione n. 101/05 l'Autorità ha riconosciuto gli oneri sostenuti dai produttori di energia elettrica che hanno adempiuto all'obbligo dell'anno 2003, con riferimento all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato nell'anno 2002;
- gli oneri di cui ai precedenti alinea sono stati riconosciuti perché nel mercato vincolato il trasferimento ai clienti finali degli oneri derivanti dall'obbligo, fino all'avvio del dispacciamento di merito economico, poteva avvenire solo nei limiti consentiti dalle tariffe amministrate definite dall'Autorità nell'ambito del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica, che non includeva la copertura degli oneri sostenuti per l'adempimento all'obbligo;
- con l'avvio del dispacciamento di merito economico, avvenuto il 1 aprile 2004, non è stato più necessario provvedere al riconoscimento degli oneri derivanti dall'obbligo, poiché, a partire da tale data, il prezzo di vendita dell'energia elettrica è liberamente fissato dai produttori;
- con lettera del 24 gennaio 2006, prot. n. 9 (prot. Autorità n. 001684 del 24 gennaio 2006), la società Enel S.p.A. ha chiesto all'Autorità il riconoscimento degli oneri sostenuti ai sensi dell'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, relativamente alla quantità di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato prodotta da fonti non rinnovabili nell'anno 2003 e nei primi tre mesi dell'anno 2004;

- con lettera del 27 gennaio 2006, prot. GB/R06/540/fl, gli Uffici dell'Autorità hanno precisato che l'anno 2003 è stato l'ultimo anno con riferimento al quale è stato previsto – con la deliberazione n. 101/05 – il riconoscimento degli oneri derivanti dagli obblighi di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99; ciò poiché l'anno 2003 è stato l'ultimo anno antecedente all'avvio del dispacciamento di merito economico;
- Enel Produzione S.p.A. ha presentato ricorso innanzi al Tribunale Amministrativo della regione Lombardia (di seguito: Tar Lombardia) avverso la lettera di cui al precedente alinea;
- con sentenza n. 4694/07, il Tar Lombardia ha accolto il ricorso presentato da Enel Produzione;
- l'Autorità ha presentato appello innanzi al Consiglio di Stato avverso la sentenza n. 4694/07 del Tar Lombardia, limitatamente al preteso riconoscimento degli oneri sostenuti dai produttori di energia elettrica per l'adempimento dell'obbligo derivante dall'immissione in rete di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato negli ultimi nove mesi dell'anno 2003 e nei primi tre mesi dell'anno 2004;
- l'appello di cui al precedente alinea è tuttora pendente innanzi al Consiglio di Stato.

Ritenuto opportuno:

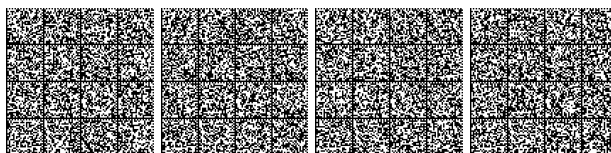
- riconoscere ad Enel Produzione S.p.A., in parziale ottemperanza alla sentenza n. 4694/07 del Tar Lombardia, la parte degli oneri derivanti dall'obbligo dell'anno 2004, calcolati facendo riferimento alla produzione di energia elettrica di Enel Produzione destinata ai clienti del mercato vincolato nei primi tre mesi dell'anno 2003 (di seguito: obbligo per i primi tre mesi dell'anno 2004);
- prevedere che il riconoscimento di cui al precedente alinea avvenga con le stesse modalità già adottate con le deliberazioni n. 8/04 e n. 101/05;
- quantificare, come indicato nell'*Allegato A*, gli oneri riconosciuti ad Enel Produzione Spa e derivanti dall'obbligo per i primi tre mesi dell'anno 2004

DELIBERA

1. Alla società Enel Produzione S.p.A. sono riconosciuti gli oneri derivanti dall'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 per i primi tre mesi dell'anno 2004, calcolati facendo riferimento all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato nei primi tre mesi dell'anno 2003, in misura pari a 20.520.059,00 Euro;
2. Il presente provvedimento viene trasmesso alla società Enel Produzione S.p.A. per quanto di competenza;
3. Il presente provvedimento viene pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e nel sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dalla data della sua pubblicazione.

Milano, 9 marzo 2009

Il Presidente: ORTIS

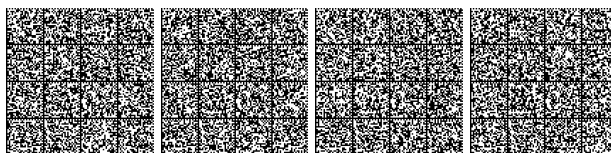
ALLEGATO *A*

Quantificazione degli oneri riconosciuti ad Enel Produzione S.p.A. e derivanti dall'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 per i primi tre mesi dell'anno 2004

Al fine della quantificazione di cui all'oggetto, l'Autorità ha applicato criteri analoghi a quelli di cui alle deliberazioni n. 8/04 e n. 101/05.
In particolare, l'Autorità ha:

1) preso atto che, sulla base dei dati comunicati da Enel Produzione, mediante dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, con lettera del 11 novembre 2008 prot. n. 0042636 (prot. Autorità n. 37008 del 27 novembre 2008), la quantità di energia elettrica assoggettata all'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, al lordo della franchigia pari a 100 GWh e destinata da Enel Produzione ai clienti del mercato vincolato nei primi tre mesi dell'anno 2003, è pari a **22.817,1 GWh**;
2) determinato il numero di certificati verdi ammessi al riconoscimento degli oneri come prodotto tra:
    i. il numero dei certificati verdi complessivamente necessari al soddisfacimento dell'obbligo nell'anno 2004, pari a 42.212 (ciascuno corrispondente a 50 MWh); e
    ii. il rapporto tra la quantità di energia elettrica soggetta all'obbligo al lordo della franchigia e destinata ai clienti del mercato vincolato nei primi tre mesi dell'anno 2003 (pari a 22.817,1 GWh) e la quantità di energia elettrica, prodotta e/o importata nell'anno 2003, complessivamente soggetta all'obbligo per Enel Produzione al lordo della franchigia (pari a 105.630 GWh),

    pari quindi a **9.118** certificati verdi (ciascuno corrispondente a 50 MWh);
3) quantificato i conseguenti oneri da riconoscere, in misura pari al prodotto tra il numero di certificati verdi di cui al precedente punto 2 (9.118) e il valore *Vm* riconosciuto per ogni certificato verde con riferimento alle produzioni del 2003 che hanno generato un obbligo nel 2004. Tale valore *Vm*, con riferimento all'obbligo dell'anno 2004, è già stato calcolato con la nota del 22 settembre 2006, disponibile sul sito internet *http://www.autorita.energia.it/comunicati/cip6.htm*, a cui si rimanda. In particolare il valore *Vm* per l'anno in oggetto è pari a 45,01 €/MWh, corrispondente a **2.250,50 euro per ogni certificato verde da 50 MWh**.

Pertanto, l'onere complessivamente riconosciuto a Enel Produzione Spa è pari a **20.520.059,00 (ventimilionicinquecentoventimilacinquantanove/00) euro**.

09A04328

DELIBERAZIONE 9 marzo 2009.

Approvazione della proposta tariffaria per il servizio di rigassificazione relativa all'anno termico 2008-2009 della società Terminale GNL Adriatico S.r.l. in attuazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 6 agosto 2008, ARG/Gas 118/08. (Deliberazione ARG/gas 28/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 9 marzo 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 29 luglio 2005, n. 166/05 (di seguito: deliberazione n. 166/05);
- la deliberazione dell'Autorità 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 92/08);
- la deliberazione dell'Autorità 6 agosto 2008, ARG/gas 118/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 118/08);
- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2008, ARG/gas 198/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 198/08).

Considerato che:

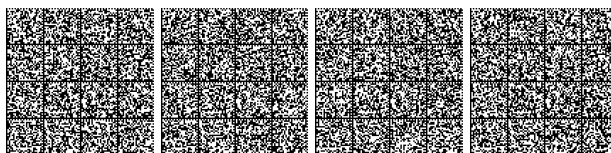
- con la deliberazione ARG/gas 118/08, l'Autorità ha approvato provvisoriamente la proposta tariffaria presentata dalla società Terminale GNL Adriatico S.r.l. autorizzandone l'applicazione sino all'eventuale esito positivo degli approfondimenti necessari al fine di confermare la correttezza della proposta in merito alla determinazione della quota di ricavo riconducibile ai costi operativi; e ha previsto, al punto 3 del medesimo provvedimento, che tale esito positivo si intenda conseguito qualora l'Autorità non si pronunci diversamente entro il 31 dicembre 2008;
- la deliberazione ARG/gas 198/08 ha prorogato il termine di conclusione del procedimento di cui al precedente alinea al 31 marzo 2009;
- la società Terminale GNL Adriatico S.r.l, con lettera in data 16 dicembre 2008 (prot. generale A/00124 del 2 gennaio 2009) ha fornito le informazioni integrative richieste dagli uffici dell'Autorità con nota prot. generale P/38846 del 9 dicembre 2008;

- sulla base degli approfondimenti effettuati risulta che i costi operativi presentati dalla società Terminale GNL Adriatico S.r.l. includono costi di personale riconducibili esclusivamente alla fase di avviamento e in particolare:
  - costi relativi al personale necessario nelle fasi di avviamento e messa in esercizio del terminale (di seguito: personale di avviamento);
  - costi relativi al personale distaccato temporaneamente da uno degli sponsor del progetto (di seguito: personale di supporto temporaneo), caratterizzato da una elevata professionalità e necessario al completamento del periodo di avviamento al termine del quale sarà sostituito da risorse interne;
- il ricorso alle risorse di personale di cui al precedente alinea sia giustificato in relazione alla complessità gestionale delle fasi di avviamento del terminale, anche considerata la localizzazione *off-shore* del medesimo;
- l'articolo 10, comma 10.4, della deliberazione ARG/gas 92/08, prevede che per il terzo anno termico del periodo di regolazione i costi operativi siano determinati a partire dal bilancio dell'esercizio precedente sottoposto a revisione contabile e dai conti separati presentati ai sensi della deliberazione n. 11/07;
- l'Autorità, con deliberazione ARG/gas 92/08, ha previsto per i nuovi terminali l'applicazione di un recupero di produttività nullo per il terzo periodo di regolazione.

Ritenuto che:

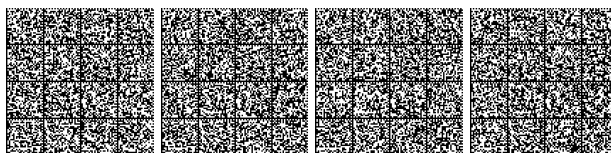
- sia necessario, approvare la proposta tariffaria presentata dalla società Terminale GNL Adriatico S.r.l. confermando i valori individuati con la deliberazione ARG/gas 118/08, al fine di tenere conto della complessità della fase di avviamento del terminale;
- sia necessario prevedere che ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti nel terzo anno termico del periodo di regolazione siano esclusi i costi del personale di avviamento e maggiori oneri riconducibili all'utilizzo di personale di supporto temporaneo

DELIBERA

1. di approvare la proposta tariffaria di cui all'articolo 21 della deliberazione ARG/gas 92/08, presentata dalla società Terminale GNL Adriatico Srl per l'anno termico 2008-2009, come riportata nelle Tabelle 3 e 4 allegate alla deliberazione ARG/gas 118/08;
2. di prevedere che, ai fini della determinazione dei costi operativi per il terzo anno termico del periodo di regolazione, siano esclusi i costi del personale di avviamento e i maggiori oneri riconducibili all'utilizzo di personale di supporto temporaneo;
3. di notificare alla società Terminale GNL Adriatico S.r.l., con sede legale in piazza della Repubblica, n. 14/16, 20124, Milano, in persona del legale rappresentante *pro tempore*, il presente provvedimento, mediante plico raccomandato con avviso di ricevimento;

4. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore alla data di pubblicazione.

Milano, 9 marzo 2009

Il Presidente: Ortis

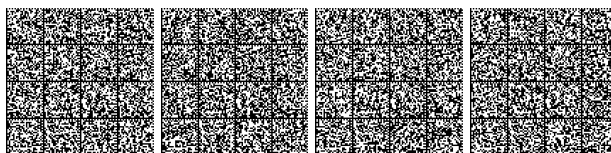
09A04336

DELIBERAZIONE 16 marzo 2009.

Proroga dei termini per la trasmissione dei dati necessari alle determinazioni tariffarie relative alla distribuzione del gas naturale e di gas diversi dal gas naturale per l'anno 2009. (Deliberazione ARG/gas 29/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 16 marzo 2009

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 98/30/CE;
- il regio decreto 15 ottobre 1925, n. 2578;
- la legge 8 giugno 1990, n. 142 (di seguito: legge n. 142/90);
- la legge 23 dicembre 1992, n. 498 (di seguito: legge n. 498/92);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 di attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1990, n. 144, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 142 del 20 giugno 2000 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00);
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 159/08);
- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2008, ARG/gas 197/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 197/08;
- la deliberazione dell'Autorità 2 marzo 2009, ARG/gas 22/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 22/09);
- la Parte II del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 recante "Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (di seguito: RTDG)" approvata con la deliberazione ARG/gas 159/08, come modificata con la deliberazione dell'Autorità ARG/gas 197/08 e con la deliberazione ARG/gas 22/09;

- la lettera trasmessa dall'associazione Federutility in data 10 marzo 2009 e ricevuta dall'Autorità in data 11 marzo 2009, prot. Autorità n. 11624 (di seguito: nota Federutility 11 marzo 2009);
- la lettera trasmessa dall'associazione Anigas in data 13 marzo 2009 e ricevuta dall'Autorità in data 13 marzo 2009, prot. Autorità n. 12132 (di seguito: nota 13 marzo 2009);
- la lettera trasmessa dall'associazione Assogas in data 13 marzo 2009 e ricevuta dall'Autorità in data 13 marzo 2009, prot. Autorità n. 12153 (di seguito: nota Assogas 13 marzo 2009).

Considerato che:

- l'articolo 2, comma 1, della deliberazione ARG/gas 159/08 prevede che le imprese di distribuzione di gas naturale e di gas diversi dal gas naturale trasmettano i dati necessari alla determinazione tariffaria per l'anno 2009 entro il 31 marzo 2009;
- con deliberazione ARG/gas 22/09 sono state apportate alcune modifiche della RTDG che implicano modifiche nel processo di predisposizione dei dati necessari da parte delle imprese distributrici, con particolare riferimento alla procedura di determinazione del costo storico di cui agli articoli 12, 13 e 14 della RTDG medesima;
- è stata richiesta da parte di alcune tra le associazioni maggiormente rappresentative delle imprese distributrici del gas, e segnatamente da parte di Federutility, con nota 10 marzo 2009, Anigas, con nota 13 marzo 2009 e Assogas, con nota 13 marzo 2009, una proroga del termine di trasmissione dei dati di cui ai precedenti alinea, motivando tale richiesta con la problematica ricostruzione della stratificazione storica dei cespiti, anche in relazione alle modifiche introdotte con la deliberazione ARG/gas 22/09.

Ritenuto che:

- sia opportuno prorogare il termine per la trasmissione dei dati relativi alla determinazione delle proposte tariffarie, ai sensi della deliberazione ARG/gas 159/08, al 30 aprile 2009

DELIBERA

1. di prorogare al 30 aprile 2009 il termine per la trasmissione dei dati necessari alla determinazione tariffaria per l'anno 2009, di cui all'articolo 2, comma 1, della deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08;
2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it)la presente deliberazione, che entra in vigore alla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 16 marzo 2009

Il Presidente: Ortis

09A04337

DELIBERAZIONE 16 marzo 2009.

Determinazioni in materia di riconoscimento, ai sensi del titolo II, punto 7-*bis*, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/1999 per gli anni 2005, 2006 e 2007. (Deliberazione ARG/elt 30/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

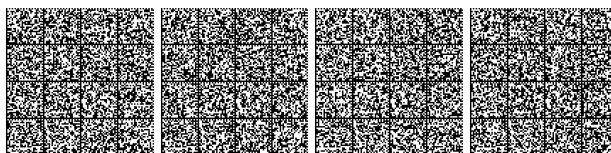
Nella riunione del 16 marzo 2009

Visti:

- il provvedimento del Cip 29 aprile 1992, n. 6/92, come modificato ed integrato dal decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 4 agosto 1994 (di seguito: provvedimento Cip n. 6/92);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 19 marzo 2002, n. 42/02, come successivamente modificata ed integrata (di seguito: deliberazione n. 42/02);
- la deliberazione dell'Autorità 5 febbraio 2004, n. 8/04, e la relativa relazione tecnica;
- la deliberazione dell'Autorità 22 aprile 2004, n. 60/04 (di seguito: deliberazione n. 60/04);
- la deliberazione dell'Autorità 6 giugno 2005, n. 101/05, e la relativa relazione tecnica;
- la deliberazione dell'Autorità 16 giugno 2006, n. 113/06, come successivamente integrata e modificata (di seguito: deliberazione n. 113/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2006, n. 317/06 (di seguito: deliberazione n. 317/06);
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2006, n. 327/06;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2006, n. 328/06;
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, allegato alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: Testo Integrato Trasporto);
- la lettera del 20 novembre 2007, prot. Autorità n. RM/M07/5520, con cui l'Autorità ha chiesto al Consiglio di Stato, tra l'altro, un parere sul riconoscimento, ai sensi del Titolo II, punto 7 bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE;

- il parere n. 4390/2007 rilasciato dalla sezione terza del Consiglio di Stato in data 27 maggio 2008 (di seguito: parere n. 4390/2007);
- il documento per la consultazione 7 febbraio 2007, n. 6/07, recante gli orientamenti dell'Autorità in materia di ridefinizione dei prezzi minimi garantiti di cui alla deliberazione n. 34/05 e per l'attuazione della deliberazione n. 113/06 (di seguito: documento per la consultazione n. 6/07), e le osservazioni pervenute;
- il documento per la ricognizione 29 dicembre 2008 recante ricognizione in materia di attuazione della deliberazione n. 113/06: riconoscimento, ai sensi del titolo II, punto 7 bis, del provvedimento cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'adempimento all'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 (di seguito: documento per la ricognizione) e le osservazioni pervenute.

Considerato che:

- con la deliberazione n. 113/06, l'Autorità ha definito i criteri per il riconoscimento, ai sensi del Titolo II, punto 7 bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'adempimento all'obbligo previsto dall'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 (di seguito: l'obbligo);
- con il punto 3 della deliberazione n. 113/06, l'Autorità ha dato mandato al Direttore della Direzione Energia Elettrica (ora Direttore della Direzione Mercati) dell'Autorità per gli atti necessari all'applicazione del medesimo provvedimento, tenendo conto, caso per caso, delle risultanze delle verifiche effettuate ai sensi della deliberazione n. 60/04 ed informando l'Autorità dell'entità degli oneri complessivamente riconosciuti;
- il punto 1 della deliberazione n. 113/06 ha previsto che, ai fini dell'applicazione del medesimo provvedimento, vengano applicati i criteri già adottati con le deliberazioni n. 8/04 e n. 101/05;
- in aderenza ai criteri richiamati al precedente alinea e utilizzando i valori di riferimento già adottati nell'ambito delle deliberazioni n. 8/04 e n. 101/05, sono già stati effettuati i riconoscimenti degli oneri relativi all'obbligo dell'anno 2004;
- con la deliberazione n. 317/06, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alle determinazioni di propria competenza aventi ad oggetto, tra l'altro, i costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili; e che tra queste determinazioni rientra l'applicazione, demandata al Direttore della Direzione Mercati, della deliberazione n. 113/06;
- a seguito della deliberazione n. 317/06, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione n. 6/07, formulando alcune osservazioni circa l'evoluzione dello stato dei costi di produzione dell'energia elettrica dalle diverse fonti rinnovabili;
- la Direzione Mercati dell'Autorità ha incaricato l'istituto IEFE dell'università Bocconi di effettuare una analisi degli attuali costi medi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili;
- il rapporto recante i risultati delle analisi di cui al precedente alinea è stato allegato al documento per la ricognizione in cui la Direzione Mercati, nell'ambito del mandato assegnato con la deliberazione n. 113/06, ha indicato una possibile modalità di applicazione della deliberazione n. 113/06 relativamente agli obblighi degli anni 2005, 2006 e 2007;
- nelle osservazioni al documento per la ricognizione, i soggetti interessati hanno evidenziato l'opportunità di:

- rivedere la formula originaria ai fini del calcolo del valore *Vm* riconosciuto per ogni certificato verde, sostenendo il principio di un riconoscimento indicizzato ai valori di mercato;
- rivedere, in subordine, la formula originaria distinguendo tra certificati verdi negoziati, valorizzati al prezzo medio di negoziazione, e certificati verdi autoprodotti, valorizzati con il metodo del costo opportunità;
- rivedere alcune ipotesi sottostanti all'applicazione del metodo del costo opportunità e in particolare quelle relative alla determinazione e all'aggiornamento del costo medio di produzione dell'energia elettrica dalle singole fonti rinnovabili.

Ritenuto opportuno:

- in aderenza ai contenuti del documento per la ricognizione, determinare i valori Vm unitari riconosciuti per ogni certificato verde relativamente agli obblighi degli anni 2005, 2006 e 2007 rispettivamente pari a 53,40 €/MWh, 36,06 €/MWh, 38,17 €/MWh, secondo quanto indicato nell'*Allegato A* alla presente deliberazione

DELIBERA

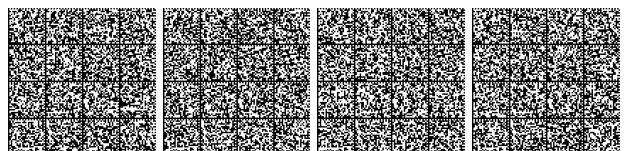
1. di determinare, ai fini dell'applicazione della deliberazione n. 113/06, il valore Vm riconosciuto per ogni certificato verde:

   a) per l'obbligo dell'anno 2005, pari a 53,40 €/MWh;
   b) per l'obbligo dell'anno 2006, pari a 36,06 €/MWh;
   c) per l'obbligo dell'anno 2007, pari a 38,17 €/MWh.

2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 16 marzo 2009

Il Presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

Determinazione del valore *Vm* riconosciuto per ogni certificato verde per l'obbligo degli anni 2005, 2006 e 2007

1. **Criteri per la determinazione del valore *Vm* riconosciuto, per ogni certificato verde, ai sensi della deliberazione n. 113/06**

Il valore *Vm* riconosciuto per ogni certificato verde viene determinato, anno per anno, applicando, come previsto dalla deliberazione n. 113/06, la medesima formula di cui alle deliberazioni n. 8/04 e n. 101/05. Pertanto, tale valore, anno per anno, è pari a:

$$Vm = Q_{GSE} \cdot P_{GSE} + Q_{IAFR} \cdot P_{IAFR}$$

dove:

a) Q_{GSE} è la quota di certificati verdi nella titolarità del GSE;
b) P_{GSE} è il prezzo medio di negoziazione dei certificati verdi nella titolarità dei produttori da impianti IAFR;
c) Q_{IAFR} è la quota di certificati verdi relativi alla produzione di impianti qualificati dal GSE come impianti IAFR;
d) P_{IAFR} è il prezzo medio di generazione che remunera adeguatamente i costi sostenuti per la realizzazione di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili, al netto dei ricavi derivanti dalla vendita di energia al mercato, tenendo conto della ripartizione percentuale delle diverse tipologie di impianti IAFR.

1.1 Quantificazione dei termini Q_{GSE} e Q_{IAFR}

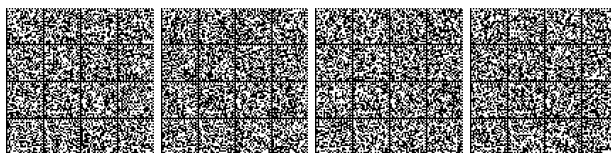
I termini Q_{GSE} e Q_{IAFR} vengono determinati annualmente sulla base dei dati forniti dal GSE e sono riferiti all'anno dell'obbligo.

1.2 Quantificazione del termine P_{GSE}

Il prezzo P_{GSE} viene convenzionalmente assunto pari alla media dei prezzi medi al netto dell'Iva, registrati in ciascuna sessione di negoziazione presso la sede del GME, ponderata per le quantità, espresse in MWh, dei certificati verdi scambiati in ogni sessione del periodo compreso tra l'1 aprile dell'anno a cui l'obbligo è riferito e il 31 marzo dell'anno successivo (di seguito: prezzo medio di negoziazione dei certificati verdi).

1.3 Quantificazione del termine P_{IAFR}

Come già evidenziato nelle relazioni tecniche alle deliberazioni n. 8/04 e n. 101/05, i certificati verdi relativi agli impianti IAFR sono stati valorizzati al prezzo medio di generazione che remunera adeguatamente i costi sostenuti per la realizzazione di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili, al netto dei ricavi derivanti dalla vendita di energia al mercato (di seguito: criterio del costo/opportunità), al fine di promuovere lo sviluppo di nuovi impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili, anche attraverso investimenti diretti da parte dei produttori e importatori soggetti all'obbligo. Pertanto il valore del termine P_{IAFR} viene determinato in modo tale da garantire la remunerazione degli investimenti diretti da parte dei produttori Cip 6 soggetti all'obbligo e ammessi al riconoscimento degli oneri ai sensi della deliberazione n. 113/06. La quantificazione del prezzo P_{IAFR} viene effettuata tenendo conto:

a) dei costi medi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili;
b) del mix di fonti rinnovabili che alimentano gli impianti IAFR ammessi a beneficiare dei certificati verdi;

c) del prezzo di vendita dell'energia elettrica sul mercato.

Definizione dei costi medi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili
I costi medi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, per le sole finalità del presente documento, sono stati determinati come indicato nel documento per la ricognizione al quale si rimanda. La tabella 1 evidenzia, per ogni fonte, i costi medi individuati per le finalità della presente determinazione.

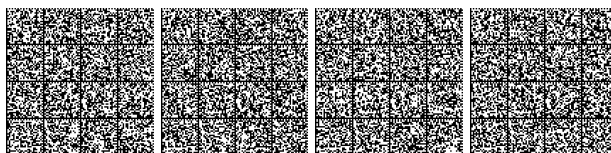
Tabella 1

Costi medi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili

Fonte		*Taglia*	*Costo del capitale annuo equivalente*	*Costo del combustibile*	*Costi operativi annui equivalenti*	*Costo medio totale*
			[€/MWh]	*[€/MWh]*	*[€/MWh]*	*[€/MWh]*
Idrica	Acqua fluente	5 MW	55,71		20,18	**75,89**
	Bacino	5 MW	75,68		26,26	**101,94**
Geotermica		20 MW	58,90		20,53	**79,43**
Eolica		5 MW	117,53		24,03	**141,56**
Biogas	Digestione materia vegetale	500 kW	53,44	75,25	19,99	**148,68**
	Da discarica	500 kW	32,06	0,00	21,42	**53,48**
Biomassa	Solida cippato	17 MW	67,95	94,60	50,40	**212,95**
	Liquida oli vegetali	17 MW	19,73	129,16	19,98	**168,87**
Rifiuti organici	Solida CDR	17 MW	77,94	0,00	61,36	**139,30**
Solare	FV	300 kW	507,82		35,01	**542,83**

Definizione del mix di fonti
Ai fini della definizione del mix di fonti, si considera la produzione annuale effettiva di energia elettrica da impianti IAFR, differenziata per fonte, per cui sono stati emessi i certificati verdi.

Definizione del prezzo medio di vendita dell'energia elettrica sul mercato
Il prezzo medio di vendita dell'energia elettrica sul mercato, per ogni anno a cui l'obbligo è riferito, è posto pari alla media aritmetica, su base nazionale, dei prezzi zonali orari.

Quantificazione del prezzo P_{IAFR}
Il prezzo P_{IAFR} è pari alla differenza tra:
- la media dei costi medi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili ponderata per la produzione annuale effettiva di energia elettrica degli impianti IAFR, differenziata per fonte, per cui sono stati emessi i certificati verdi nell'anno a cui l'obbligo è riferito;

- il prezzo medio di vendita dell'energia elettrica sul mercato, per ogni anno a cui l'obbligo è riferito, posto pari alla media aritmetica, su base nazionale, dei prezzi zonali orari.

2. Quantificazione del valore *Vm* per l'obbligo degli anni 2005, 2006 e 2007, riferito rispettivamente alle produzioni degli anni 2004, 2005 e 2006

2.1 Valore Vm per l'obbligo dell'anno 2005 riferito alle produzioni dell'anno 2004

Il valore *Vm* riconosciuto per ogni certificato verde è pari a:

$$Vm = Q_{GSE} \cdot P_{GSE} + Q_{IAFR} \cdot P_{IAFR}$$

dove:

a) Q_{GSE}, con riferimento all'obbligo dell'anno 2005, è pari al **3,3%** del totale – *tabella 2*;

b) P_{GSE} è posto pari al prezzo medio di negoziazione dei certificati verdi (come definito nel paragrafo 1.2) nel periodo compreso tra l'1 aprile 2005 e il 31 marzo 2006, pari quindi a **106,98** €/MWh;

c) Q_{IAFR}, con riferimento all'obbligo dell'anno 2005, è pari al **96,7%** del totale – *tabella 2*;

d) P_{IAFR}, tenendo conto della produzione effettiva di energia elettrica degli impianti IAFR, differenziata per fonte, nell'anno 2005, è risultato pari a **51,57 €/MWh** – *tabella 3*.

Quindi ***Vm* = 53,40 €/MWh**.

Tabella 2

Riepilogo dell'offerta e della domanda di certificati verdi nel 2005

		Numero CV (1 MWh/CV)	Mix (%)
1	Obbligo relativo alla produzione e all'importazione da fonti convenzionali 2004	4.481.323	
2	Obbligo non assolto (sono tuttora in corso le istruttorie formali avviate dall'Autorità)	133.923	
3	**Certificati verdi annullati per adempiere all'obbligo relativo alla produzione e all'importazione 2004 (1 - 2)**	**4.347.400**	**100%**
	di cui CV associati a impianti IAFR [Q_{IAFR}]	4.203.000	**96,7%**
	produttori soggetti all'obbligo con CV autoprodotti	*1.516.400*	-
	produttori IAFR con CV venduti direttamente o tramite GME	*2.686.600*	-
	di cui CV venduti dal GSE [Q_{GSE}]	144.400	**3,3%**

Fonte: nota GSE del 3 dicembre 2008.

N.B.: I dati sopra riportati presentano alcune differenze rispetto a quanto pubblicato dal GSE perché tengono conto degli esiti dei controlli tecnici successivamente effettuati.

Tabella 3

Valore del termine P_{IAFR} in base al criterio del costo/opportunità per l'anno 2005

	Fonte:	Produzione 2005 incentivata con i certificati verdi (*) GWh	Costo medio di produzione da fonti rinnovabili €/MWh
	Idrica (**)	1.692,90	88,92
	Geotermica	629,95	79,43
	Eolica	1.281,55	141,56
	Biogas da discarica	228,00	53,48
	Altri biogas	57,80	148,68
	Biomasse combustibili	189,86	212,95
	Biocombustibili liquidi	18,80	168,87
	Biomasse da rifiuti e rifiuti	277,40	139,30
	Solare fotovoltaica	1,10	542,83
	Totale	**4.377,36**	
A	**Costo medio di produzione**		**110,94**
B	Prezzo indicativo di vendita dell'en. elettrica (media arit. prezzi zonali 2005)		59,37
C	**P_{IAFR} (A-B)**		**51,57**

(*) Dati trasmessi all'Autorità dal GSE

(**) Il costo medio di produzione di energia elettrica da fonte idrica è posto pari alla media aritmetica dei costi medi attribuibili all'impianto a bacino e all'impianto ad acqua fluente di cui alla tabella 1.

2.2 Valore Vm per l'obbligo dell'anno 2006 riferito alle produzioni dell'anno 2005

Il valore *Vm* riconosciuto per ogni certificato verde è pari a:

$$Vm = Q_{GSE} \cdot P_{GSE} + Q_{IAFR} \cdot P_{IAFR}$$

dove:

a) Q_{GSE}, con riferimento all'obbligo dell'anno 2006, è pari al **0,2%** del totale – *tabella 4*;
b) P_{GSE} è posto pari al prezzo medio di negoziazione dei certificati verdi (come definito nel paragrafo 3.2) nel periodo compreso tra l'1 aprile 2006 e il 31 marzo 2007, pari quindi a **120,60** €/MWh;
c) Q_{IAFR}, con riferimento all'obbligo dell'anno 2006, è pari al **99,8%** del totale – *tabella 4*;
d) P_{IAFR}, tenendo conto della produzione effettiva di energia elettrica degli impianti IAFR, differenziata per fonte, nell'anno 2006, è risultato pari a **35,89 €/MWh** – *tabella 5*.

Quindi ***Vm* = 36,06 €/MWh**.

Tabella 4

Riepilogo dell'offerta e della domanda di certificati verdi nel 2006

		Numero CV (1 MWh/CV)	Mix (%)
1	Obbligo relativo alla produzione e all'importazione da fonti convenzionali 2005	5.999.487	
2	Obbligo non assolto (sono tuttora in corso le istruttorie formali avviate dall'Autorità)	196.350	
3	**Certificati verdi annullati per adempiere all'obbligo relativo alla produzione e all'importazione 2005 (1 - 2)**	**5.803.137**	**100%**
	di cui CV associati a impianti IAFR [Q_{IAFR}]	5.792.437	**99,8%**
	produttori soggetti all'obbligo con CV autoprodotti	*1.969.700*	-
	produttori IAFR con CV venduti direttamente o tramite GME	*3.822.737*	-
	di cui CV venduti dal GSE [Q_{GSE}]	10.700	**0,2%**

Fonte : nota GSE del 3 dicembre 2008.

N.B.: I dati sopra riportati presentano alcune differenze rispetto a quanto pubblicato dal GSE perché tengono conto degli esiti dei controlli tecnici effettuati.

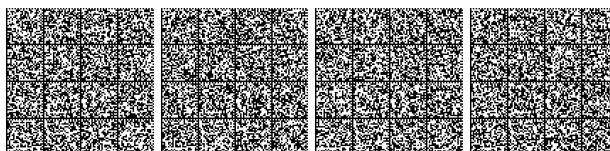
Tabella 5

Valore del termine P_{IAFR} in base al criterio del costo/opportunità per l'anno 2006

Fonte:	**Produzione 2006 incentivata con i certificati verdi (*)** *GWh*	**Costo medio di produzione da fonti rinnovabili** *€/MWh*
Idrica (**)	2.164,49	88,92
Geotermica	844,85	79,43
Eolica	2.002,00	141,56
Biogas da discarica	347,07	53,48
Altri biogas	109,50	148,68
Biomasse combustibili	209,48	212,95
Biocombustibili liquidi	12,90	168,87
Biomasse da rifiuti e rifiuti	271,99	139,30
Solare fotovoltaica	1,59	542,83
Totale	**5.963,87**	

A	**Costo medio di produzione**	**111,23**
B	Prezzo indicativo di vendita dell'en. elettrica (media arit. prezzi zonali 2006)	75,34
C	P_{IAFR} **(A-B)**	**35,89**

(*) Dati trasmessi all'Autorità dal GSE

(**) Il costo medio di produzione di energia elettrica da fonte idrica è posto pari alla media aritmetica dei costi medi attribuibili all'impianto a bacino e all'impianto ad acqua fluente di cui alla tabella 1.

2.3 Valore Vm per l'obbligo dell'anno 2007 riferito alle produzioni dell'anno 2006

Il valore *Vm* riconosciuto per ogni certificato verde è pari a:

$$Vm = Q_{GSE} \cdot P_{GSE} + Q_{IAFR} \cdot P_{IAFR}$$

dove:

a) Q_{GSE}, con riferimento all'obbligo dell'anno 2007, è pari al **0,2%** del totale – *tabella 6*;
b) P_{GSE} è posto pari al prezzo medio di negoziazione dei certificati verdi (come definito nel paragrafo 3.2) nel periodo compreso tra l'1 aprile 2007 e il 31 marzo 2008, pari quindi a **85,36** €/MWh;
c) Q_{IAFR}, con riferimento all'obbligo dell'anno 2007, è pari al **99,8%** del totale – *tabella 6*;
d) P_{IAFR}, tenendo conto della produzione effettiva di energia elettrica degli impianti IAFR, differenziata per fonte, nell'anno 2007, è risultato pari a **38,08 €/MWh** – *tabella 7*.

Quindi ***Vm* = 38,17 €/MWh**.

Tabella 6

Riepilogo dell'offerta e della domanda di certificati verdi nel 2007

		Numero CV (1 MWh/CV)	Mix (%)
1	Obbligo relativo alla produzione e all'importazione da fonti convenzionali 2006	5.841.050	
2	Obbligo non assolto (sono tuttora in corso le istruttorie formali avviate dall'Autorità)	50.750	
3	**Certificati verdi annullati per adempiere all'obbligo relativo alla produzione e all'importazione 2006 (1 - 2)**	**5.790.300**	**100%**
	di cui CV associati a impianti IAFR [Q_{IAFR}]	5.781.550	**99,8%**
	produttori soggetti all'obbligo con CV autoprodotti	*3.252.630*	-
	produttori IAFR con CV venduti direttamente o tramite GME	*2.528.920*	-
	di cui CV venduti dal GSE [Q_{GSE}]	8.750	**0,2%**

Fonte: nota GSE del 3 dicembre 2008.

N.B.: I dati sopra riportati presentano alcune differenze rispetto a quanto pubblicato dal GSE perché tengono conto degli esiti dei controlli tecnici effettuati.

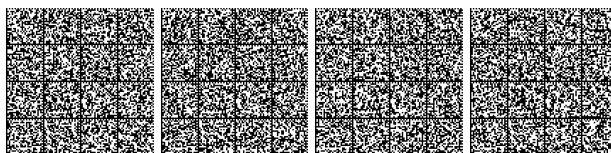



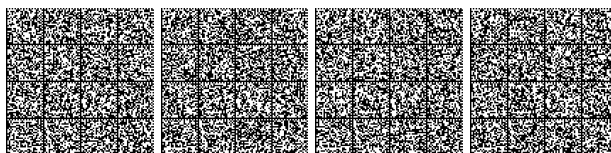
Tabella 7

Valore del termine P_{IAFR} in base al criterio del costo/opportunità per l'anno 2007

	Fonte:	Produzione 2007 incentivata con i certificati verdi (*) *GWh*	Costo medio di produzione da fonti rinnovabili *€/MWh*
	Idrica (**)	2.919,58	88,92
	Geotermica	865,64	79,43
	Eolica	2.648,67	141,56
	Biogas da discarica	524,94	53,48
	Altri biogas	207,29	148,68
	Biomasse combustibili	197,21	212,95
	Biocombustibili liquidi	19,74	168,87
	Biomasse da rifiuti e rifiuti	353,34	139,30
	Solare fotovoltaica	2,25	542,83
	Totale	**7.738,66**	
A	**Costo medio di produzione**		**110,87**
B	Prezzo indicativo di vendita dell'en. elettrica (media arit. prezzi zonali 2007)		72,79
C	P_{IAFR} **(A-B)**		**38,08**

(*) Dati trasmessi all'Autorità dal GSE

(**) Il costo medio di produzione di energia elettrica da fonte idrica è posto pari alla media aritmetica dei costi medi attribuibili all'impianto a bacino e all'impianto ad acqua fluente di cui alla tabella 1.

09A04329

DELIBERAZIONE 18 marzo 2009.

Adeguamento delle disposizioni di cui alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07, e s.m.i., in relazione alla cessione delle linee in alta tensione dalla società Enel linee alta tensione S.r.l. alla società Terna S.p.A. e alla inclusione delle medesime linee nell'ambito della rete di trasmissione nazionale. Proroga del termine di cui all'articolo 3 della deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08. (Deliberazione ARG/elt 31/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

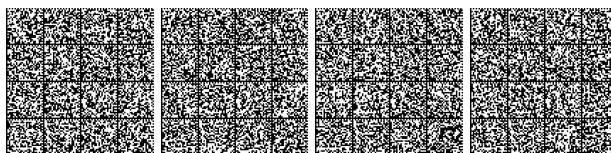
Nella riunione del 18 marzo 2009

Visti:

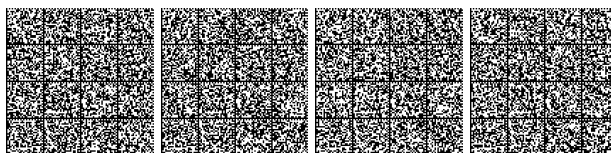
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- il decreto del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 22 dicembre 2000, Approvazione della convenzione tipo di cui all'articolo 3, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 25 giugno 1999, Determinazione dell'ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale;
- il decreto del Ministero delle Attività Produttive 23 dicembre 2002, Ampliamento dell'ambito della rete di trasmissione nazionale;
- il decreto del Ministero delle Attività Produttive 20 aprile 2005, Concessione alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 27 febbraio 2009, recante ampliamento dell'ambito della rete di trasmissione nazionale (di seguito: decreto 27 febbraio 2009);
- la delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità), 12 febbraio 2003, n. 9/03, Approvazione del contratto di servizio tipo ai sensi dell'articolo 3, comma 5, della convenzione tipo approvata con decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 22 dicembre 2000 (di seguito: deliberazione n 9/03);

- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 348/07) e, in particolare, l'Allegato A, recante Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione (di seguito: TIT);
- la relazione AIR alla deliberazione n. 348/07 e in particolare l'Appendice A2 della medesima relazione;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 188/08);
- la deliberazione dell'Autorità 13 febbraio 2009, PAS 2/09 (di seguito: deliberazione PAS 2/09);
- la comunicazione del Direttore della Direzione Tariffe dell'Autorità indirizzata all'Enel S.p.A. del 8 luglio 2008, prot. gen. 20117;
- la comunicazione del Ministero dello Sviluppo economico del 28 gennaio 2009, prot. 9828 (prot. gen. Autorità 4762 del 30 gennaio 2009);
- la comunicazione congiunta di Enel S.p.A. e Terna S.p.A. del 27 gennaio 2009, prot. 015 (prot. gen. Autorità 4355 del 29 gennaio 2009).

Considerato che:

- con la richiamata lettera congiunta del 27 gennaio 2009, Enel e Terna hanno comunicato all'Autorità di aver sottoscritto un contratto di compravendita per il trasferimento a Terna dell'intera partecipazione detenuta da Enel Distribuzione S.p.A. nella società Enel Linee Alta Tensione S.r.l. (di seguito: ELAT), società alla quale la medesima Enel Distribuzione S.p.A. aveva conferito le proprie linee di distribuzione in alta tensione;
- il predetto contratto di compravendita è stato, tra l'altro, subordinato all'inclusione delle linee in alta tensione di ELAT nel perimetro della rete di trasmissione nazionale e ad un provvedimento che definisca i necessari adeguamenti delle tariffe di trasmissione e distribuzione;
- il medesimo contratto di compravendita contempla la possibilità che gli adeguamenti delle tariffe di trasmissione e di distribuzione possano essere adottati con efficacia successiva alla data di effettiva cessione delle reti di ELAT a Terna S.p.A.;
- con deliberazione PAS 2/09 l'Autorità ha espresso al Ministero dello Sviluppo Economico parere favorevole in merito al possibile ampliamento dell'ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale derivante dall'acquisizione da parte di Terna S.p.A. della rete di distribuzione in alta tensione di Enel;
- con decreto 27 febbraio 2009, il Ministro dello Sviluppo Economico ha disposto l'inclusione delle linee di alta tensione di proprietà di ELAT nell'ambito della rete di trasmissione nazionale di energia elettrica;
- l'efficacia del decreto 27 febbraio 2009 è subordinata al perfezionamento dell'acquisizione, da parte di Terna S.p.A., della rete di distribuzione in alta tensione di proprietà di ELAT;

- a copertura dei costi di distribuzione in alta tensione il TIT prevede l'applicazione degli elementi ρ_3(disAT) della tariffa di riferimento TV1 e σ_3(disAT) della tariffa di riferimento D1;
- i citati elementi delle tariffe di riferimento includono la quota parte afferente i costi diretti di distribuzione in alta tensione, oggetto di perequazione ai sensi dell'articolo 36 del TIT;
- sulla base delle informazioni provvisorie a disposizione degli Uffici dell'Autorità relativamente alle quantità di energia elettrica trasportata e alle consistenze di rete (rilevanti ai fini della perequazione), per l'anno 2008 il costo diretto standard riconosciuto alle linee di distribuzione ad alta tensione (termine C_1 della formula di perequazione) è previsto attestarsi a livello di settore pari a circa 152 milioni di euro;
- sulla base delle medesime informazioni preliminari a disposizione degli Uffici dell'Autorità, il costo diretto standard attribuibile nell'anno 2008 alle linee di alta tensione di ELAT, oggetto del citato contratto di compravendita, è previsto attestarsi pari a circa 129 milioni di euro;
- la quantificazione definitiva del costo diretto standard riconosciuto nell'anno 2008 alle linee di distribuzione in alta tensione e della quota di tale costo diretto di spettanza delle linee di ELAT, sarà disponibile presumibilmente nell'ultimo trimestre dell'anno 2009, in esito al completamento delle procedure di perequazione generale disciplinata dalla Parte III, Titolo 1, Sezione 1, del TIT;
- con l'articolo 3 della deliberazione ARG/elt 188/08, l'Autorità ha previsto la definizione, entro il 31 marzo 2009, di disposizioni per l'incentivo all'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti in trasmissione.

Ritenuto che:

- l'adeguamento dei meccanismi tariffari in relazione alla cessione a Terna della rete in alta tensione di ELAT e alla sua inclusione nella rete di trasmissione nazionale debba essere effettuato garantendo:
  a. la neutralità in termini tariffari per gli utenti del sistema elettrico;
  b. la neutralità in termini di costo riconosciuto per gli altri proprietari di reti di distribuzione in alta tensione;
- al fine di quanto previsto al precedente punto, sia opportuno introdurre modalità transitorie, valide per i restanti anni del corrente periodo di regolazione, che consentano di definire in maniera certa i ricavi spettanti alle reti di distribuzione in alta tensione residuali e alle reti di ELAT, pur senza modificare la struttura dei corrispettivi tariffari applicati ai punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali;
- sia opportuno introdurre limitate modifiche al meccanismo di perequazione dei costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione, prevedendo la partecipazione di Terna S.p.A. a tale meccanismo successivamente alla cessione alla medesima Terna delle reti in alta tensione di ELAT;
- per una più ordinata gestione degli aggiornamenti annuali afferenti il capitale investito nelle reti elettriche in alta tensione, tutte le variazioni afferenti la rete di ELAT fino al 31 dicembre 2009, ivi incluse quelle effettuate successivamente alla cessione della medesima rete a Terna S.p.A che esplicheranno i propri effetti

nelle tariffe in vigore nell'anno 2011, vengano trattati come variazioni rilevanti per l'aggiornamento della tariffa di distribuzione in alta tensione;

- ai fini degli aggiornamenti annuali delle tariffe per gli anni 2010 e 2011, sia opportuno prevedere che alla quota parte della tariffa di distribuzione a copertura dei costi diretti standard delle reti di alta tensione oggetto di trasferimento a Terna S.p.A., continuino ad applicarsi le disposizioni afferenti il servizio di distribuzione previste dagli articoli 10 e 32 del TIT;
- l'efficacia e la pubblicità del presente provvedimento debba essere subordinata all'effettivo perfezionamento della cessione delle reti di distribuzione in alta tensione di ELAT a Terna e al loro inserimento nell'ambito della rete di trasmissione nazionale;
- in relazione alla cessione della rete ELAT a Terna sia necessario effettuare valutazioni ulteriori ai fini di quanto previsto dall'articolo 3 della deliberazione ARG/elt 188/08 e che, pertanto, i termini previsti da detto articolo debbano essere opportunamente prorogati

DELIBERA

Articolo 1
Modifiche e integrazioni al TIT

1.1 Al comma 1.1 del TIT sono aggiunte le seguenti definizioni:

"● componente CTR_{ENEL}, è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale, dovuto dall'impresa distributrice Enel Distribuzione S.p.A.;"

● componente CTR*, è la quota parte della componente CTR_{ENEL}, a copertura dei costi relativi al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale riconosciuti in relazione alla rete in alta tensione trasferita da ELAT S.r.l. a Terna;"

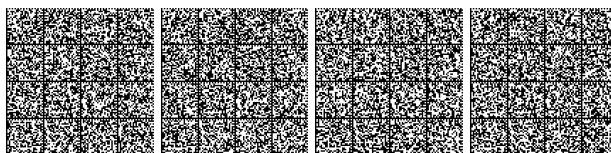
1.2 Dopo il comma 13.1 del TIT sono aggiunti i seguenti commi:

"13.2 A parziale deroga di quanto disposto dal comma 13.1, l'impresa distributrice Enel Distribuzione S.p.A., ai fini di quanto previsto dalla lettera a) del medesimo comma, in luogo della componente CTR applica la componente CTR_{ENEL}.

13.3 La componente CTR_{ENEL} è pari alla somma della componente CTR fissata nella tabella 6 di cui all'allegato n. 1 e della componente CTR*, fissata nella tabella 25 di cui al medesimo allegato n. 1.

13.4 Fino al 31 dicembre 2011, le quantità di energia elettrica rilevanti ai fini dell'applicazione della componente CTR_{ENEL}, sono determinate in continuità con le modalità adottate anteriormente alla cessione della rete ELAT a Terna, nel rispetto della normativa vigente."

1.3 Dopo il comma 18.6 del TIT è aggiunto il seguente comma:

"18.7 Ai fini dell'aggiornamento annuale della componente CTR* si applicano le disposizioni in materia di aggiornamento annuale delle tariffe di

distribuzione di cui agli articoli 10 e 32. A tal fine, convenzionalmente, tutte le variazioni relative al capitale investito nelle reti ELAT realizzate fino al 31 dicembre 2009, anche se effettuate da Terna, sono trattate secondo i criteri previsti per le reti di distribuzione.”

1.4 Il comma 36.1 del TIT è sostituito con il seguente comma:

“36.1 In ciascun anno l’ammontare di perequazione di cui al comma 33.1, lettera c), è pari a:

$$DA= C_1 + C_2 - [RA_{DIR} * \xi + RA_{TOT} * (1- \xi)] + RA_{CTR*}$$

dove:

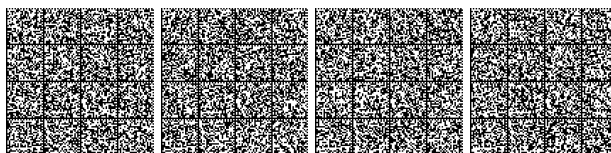
- *DA* è l’ammontare di perequazione dei costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione;
- C_1 è il costo diretto standard delle linee ad alta tensione di distribuzione, calcolato secondo la seguente formula:

$$C_1 = \frac{\sum_k p_k * N_{k,m}}{\sum_m \sum_k p_k * N_{k,m}} * \sum_m \sum_c \rho'^{c}_3(disAT) * qe^{c,m}$$

- C_2 è il costo sostenuto per l’utilizzo di reti ad alta tensione di altre imprese distributrici, calcolato applicando alle quantità di energia elettrica prelevata da reti di distribuzione di terzi, per ciascun livello di tensione *t,* l’elemento $\rho_3(disAT)$ relativo alle tipologie di cui al comma 2.2, lettere c), e) ed f);

- RA_{DIR} è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale dall’applicazione delle tariffe di riferimento TV1 e D1 a copertura dei costi diretti di distribuzione in alta tensione, calcolato considerando i prelievi di tutti i clienti finali, i prelievi delle imprese distributrici connesse alle proprie reti, nonché gli autoconsumi al netto degli usi propri della distribuzione e della trasmissione, e applicando i corrispettivi unitari $\rho'^{c}_3(disAT)$ di cui alla tabella 15 dell’allegato n. 1;

- RA_{TOT} è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale dall’applicazione delle tariffe di riferimento TV1 e D1 a copertura dei costi di distribuzione in alta tensione, calcolato considerando i prelievi di tutti i clienti finali, e delle imprese distributrici connesse alle proprie reti, nonché gli autoconsumi al netto degli usi propri della distribuzione e della trasmissione;

- RA_{CTR*} è il maggior ricavo riconosciuto da Enel Distribuzione S.p.a. a Terna ai sensi dei commi 13.2 e 13.3, per effetto dell’applicazione della componente CTR*; tale termine trova applicazione esclusivamente ai fini della perequazione di Enel Distribuzione S.p.A.;

con:

- $N_{k,m}$, è la consistenza delle componenti k delle linee di distribuzione ad alta tensione, come autocertificato da ciascuna impresa distributrice m ammessa e da Terna ai sensi del comma 36.3;
- $qe^{c,m}$, quantità di energia elettrica trasportata per ciascuna tipologia contrattuale c da ciascuna impresa distributrice m.
- p_k, numero indice del costo unitario standard di ciascuna componente k delle linee di distribuzione ad alta tensione di cui alla tabella 16 dell'allegato n. 1;
- ξ, rapporto tra la quantità di energia elettrica prelevata dall'impresa distributrice dai punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale e il totale di energia elettrica prelevata dall'impresa distributrice.

1.5 Dopo il comma 36.1 del TIT è aggiunto il seguente comma:

"36.2 Per il periodo regolatorio 2008-2011, partecipano alla perequazione di cui al presente articolo anche le linee ad alta tensione cedute da ELAT S.r.l. a Terna.

36.3 Ai fini di quanto disposto dal comma 36.2, Terna, a partire dalla perequazione relativa all'anno 2009, con modalità e tempistiche coerenti con le disposizioni di cui all'articolo 33, fa pervenire alla Cassa le informazioni relative alle proprie consistenze di componenti di rete N_k in precedenza di proprietà ELAT."

36.4 In luogo di quanto disposto al comma 36.1, l'ammontare di perequazione spettante a Terna in relazione alla rete ELAT, in ciascun anno, è pari a:

$$DA_{ELAT} = \frac{\sum_k p_k * N_{k,ELAT}}{\sum_m \sum_k p_k * N_{k,m}} * \sum_m \sum_c \rho'^{c}_{3} (disAT) * qe^{c,m} - RA_{CTR^*}$$"

dove:

- $N_{k,ELAT}$, è la consistenza delle componenti k delle linee di distribuzione ad alta tensione di ELAT S.r.l., cedute a Terna, come autocertificato da Enel Distribuzione S.p.A., in coerenza con le informazioni fornite dalla medesima Terna ai sensi del comma 36.6;
- $N_{k,m}$, è la consistenza delle componenti k delle linee di distribuzione ad alta tensione, come autocertificato da ciascuna impresa distributrice m ammessa e da Terna ai sensi del comma 36.3;
- $qe^{c,m}$, quantità di energia elettrica trasportata per ciascuna tipologia contrattuale c da ciascuna impresa distributrice m.
- p_k, numero indice del costo unitario standard di ciascuna componente k delle linee di distribuzione ad alta tensione di cui alla tabella 16 dell'allegato n. 1;
- RA_{CTR^*} è il maggior ricavo riconosciuto da Enel Distribuzione S.p.a. a Terna ai sensi dei commi 13.2 e 13.3, per effetto dell'applicazione della componente CTR*."

1.6 Allegato n.1 del TIT, dopo la Tabella 24 è inserita la seguente Tabella 25:

Tabella 25 – Componente CTR* di cui al comma 13.3

centesimi di euro/kWh
Anno 2009
0,0491

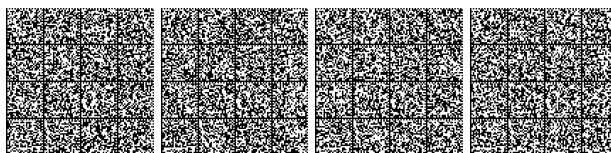
Articolo 2
Obblighi informativi e di separata evidenza

2.1 Entro 30 giorni dalla data di efficacia del presente provvedimento, Enel Distribuzione S.p.A. e Terna S.p.A. trasmettono all'Autorità, secondo modalità concordate con la Direzione Tariffe dell'Autorità, le informazioni rilevanti ai fini tariffari relative alle consistenze fisiche, economiche e patrimoniali oggetto di cessione.
2.2 Terna S.p.A., fino al 31 dicembre 2010, mantiene separata evidenza, anche contabile, delle consistenze fisiche e delle grandezze patrimoniali afferenti i cespiti acquisiti da ELAT e delle relative variazioni.

Articolo 3
Proroga dei termini di cui all'articolo 3 della deliberazione ARG/elt 188/08

3.1 Il termine di cui al comma 3.1 della deliberazione ARG/elt 188/08 è prorogato al 15 maggio 2009.

Articolo 4
Disposizioni finali

4.1 L'efficacia del presente provvedimento è subordinata all'effettivo perfezionamento della cessione delle reti di distribuzione in alta tensione di ELAT a Terna e al loro inserimento nell'ambito della rete di trasmissione nazionale.
4.2 Ferma restando la condizione di cui al precedente comma 4.1, le disposizioni di cui all'articolo 1 entrano in vigore dalla data di efficacia della cessione delle reti di distribuzione in alta tensione di ELAT a Terna.
4.3 Ai fini di quanto previsto dai precedenti commi 4.1e 4.2, Enel Distribuzione S.p.A. e Terna comunicano all'Autorità la data dell'effettivo perfezionamento del contratto di cessione delle reti di distribuzione in alta tensione di proprietà di ELAT, precisando altresì la data di efficacia della cessione medesima.
4.4 Le disposizioni di cui all'articolo 2, entrano in vigore dalla data di efficacia del presente provvedimento, secondo quanto disposto dal precedente comma 4.1.
4.5 Il presente provvedimento è comunicato tramite fax a Terna S.p.A., a Enel Distribuzione S.p.A. e a Enel S.p.A..

4.6 Il presente provvedimento viene pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) successivamente al soddisfacimento della condizione di cui al precedente comma 4.1.

4.7 Successivamente alla pubblicazione sul sito internet dell'Autorità prevista dal precedente comma 4.6, il TIT con le modifiche e integrazioni di cui al presente provvedimento è pubblicato sul sito internet dell'Autorità.

Milano, 18 marzo 2009

Il Presidente: ORTIS

09A04330

DELIBERAZIONE 25 marzo 2009.

Rinvio dei termini previsti per l'entrata in vigore del Titolo III della deliberazione 18 marzo 2004, n. 40/04, in tema di sicurezza post contatore gas. (Deliberazione ARG/gas 32/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

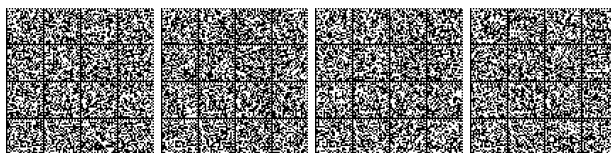
Nella riunione del 25 marzo 2009

Visti:

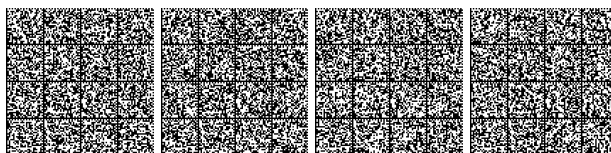
- la legge 6 dicembre 1971, n. 1083;
- la legge 5 marzo 1990, n. 46 (di seguito: legge n. 46/90);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 26 febbraio 2007, n. 17, di conversione del decreto legge 28 dicembre 2006, n. 300;
- la legge 28 febbraio 2008, n. 31 (di seguito: legge n. 31/08), di conversione del decreto legge 31 dicembre 2007, n. 248;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 22 gennaio 2008, n. 37/08 (di seguito: D.M. n. 37/08);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 18 marzo 2004, n. 40/04 e successive modifiche ed integrazioni (di seguito: deliberazione n. 40/04);
- la deliberazione dell'Autorità 20 settembre 2005, n. 192/05 (di seguito: deliberazione n. 192/05);
- la deliberazione dell'Autorità 10 marzo 2008, ARG/gas 27/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 27/08);
- la deliberazione dell'Autorità 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08 che ha approvato la Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (di seguito: RQDG).

Considerato che:

- con la deliberazione n. 40/04 l'Autorità ha emanato il regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas (di seguito: regolamento);
- con la deliberazione n. 192/05 l'Autorità ha istituito un Gruppo di lavoro finalizzato ad individuare eventuali semplificazioni al regolamento che ne facilitassero l'attuazione (di seguito: Gruppo di lavoro);

- al fine di garantire un graduale impatto degli effetti derivanti dall'adozione del regolamento la deliberazione n. 40/04 ha inizialmente fissato l'avvio degli accertamenti per gli impianti di utenza riattivati o modificati a partire dall'1 aprile 2008;
- con la deliberazione ARG/gas 27/08 l'Autorità ha differito di un anno all'1 aprile 2009 il termine di entrata in vigore del Titolo III della deliberazione n. 40/04, relativo agli impianti di utenza a gas modificati o riattivati, per recepire nel regolamento le allora imminenti nuove disposizioni ministeriali di revisione della legislazione in tema di sicurezza degli impianti di utenza a gas;
- il 12 marzo 2008 è stato pubblicato il D.M. n. 37/08, entrato in vigore dal 27 marzo 2008, che ha introdotto una sostanziale revisione della legge n. 46/90 e della legislazione in tema di sicurezza degli impianti di utenza a gas;
- con nota del 4 aprile 2008 (Prot. 9751 di pari data) (di seguito: nota del 4 aprile 2008), l'Autorità ha richiesto al Consiglio di Stato un parere sulla vigenza della deliberazione n. 40/04, in seguito all'adozione del D.M. n. 37/08, confermando, in attesa di tale parere, la validità delle proprie disposizioni;
- con nota n. 2735 (Prot. 16014 del 3 giugno 2008) il Consiglio di Stato ha trasmesso all'Autorità il parere interlocutorio n. 1272/2008 con il quale ha ritenuto di dover acquisire il parere del Ministero dello Sviluppo Economico, incaricando l'Autorità di provvedere a trasmettere tale richiesta;
- con nota del 25 giugno 2008 (Prot. 18796 di pari data) l'Autorità ha richiesto tale parere al Ministero dello Sviluppo Economico trasmettendo altresì il parere interlocutorio n. 1272/2008 del Consiglio di Stato;
- con nota del 12 marzo 2009 (prot. 11980 del 13 marzo 2009) il Ministero dello Sviluppo Economico ha inviato all'Autorità e al Consiglio di Stato il proprio parere sul quesito posto dal Consiglio di Stato medesimo;
- il Consiglio di Stato sarà in grado di formulare il parere richiesto dall'Autorità con nota del 4 aprile 2008 solo una volta esaminato il parere di cui al precedente alinea;
- il 6 febbraio 2009 Anigas e FederUtility hanno avanzato all'Autorità con propria nota dell'8 febbraio 2009 (Prot. 11931 del 12 marzo 2009), una richiesta di sospensione o rinvio dei termini di entrata in vigore del Titolo III del regolamento fino alla compiuta definizione della nuova disciplina del Ministero dello Sviluppo Economico, motivata:
  a. dalla situazione di forte incertezza nel contesto normativo di riferimento, in assenza dei decreti attuativi del D.M. n. 37/08;
  b. dalla necessità di un'armonizzazione delle disposizioni del regolamento con quelle del D.M. n. 37/08;
  c. dalla necessità di un coordinamento delle disposizioni del Titolo III del regolamento con quelle della RQDG e della definizione di uno standard di comunicazione relativo agli accertamenti degli impianti di utenza modificati e riattivati;
- la Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità, a seguito della richiesta di cui al precedente alinea ed al fine di fare gli opportuni approfondimenti in merito ad un eventuale rinvio dei termini di entrata in vigore del Titolo III del regolamento, ha provveduto a convocare il Gruppo di lavoro in data 18 marzo 2009;
- da tale riunione del Gruppo di lavoro è emersa:

a. una posizione condivisa da tutti i soggetti partecipanti che l'attuazione del Titolo II del regolamento relativo agli impianti di utenza nuovi sia ormai a regime con il superamento dei principali problemi che hanno caratterizzato la fase di prima implementazione di tale disciplina; che pertanto sia opportuno, nelle more del completamento del quadro legislativo da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, confermare la validità delle disposizioni del regolamento limitatamente agli impianti di utenza a gas nuovi, atteso anche che nell'anno termico 2007-2008 sono diminuiti gli impianti di utenza a gas nuovi che hanno presentato problemi per la corretta compilazione della documentazione prevista dalla legislazione in tema di sicurezza, rimanendo pur tuttavia ancora alcune migliaia;
b. una posizione unanime di tutti i soggetti partecipanti, fermo restando l'impegno per il miglioramento della sicurezza nell'utilizzo del gas, sulla necessità di un significativo rinvio dei termini di entrata in vigore del Titolo III del regolamento e comunque fino al completamento del quadro legislativo da parte del Ministero dello Sviluppo Economico; infatti, solo dopo tale completamento sarebbe possibile assumere determinazioni circa la piena attuazione del regolamento dopo averlo reso coerente con il rinnovato quadro legislativo;
c. la necessità di utilizzare al meglio tale periodo di tempo per avviare una riflessione di tutti i soggetti interessati con gli uffici dell'Autorità e con il Ministero dello Sviluppo Economico al fine di contribuire alla definizione di disposizioni che consentano di attivare in tempi rapidi un sistema di controlli degli impianti di utenza a gas che da una parte riducano i rischi per i clienti finali, e, dall'altra, evitino di arrecare gravi disagi per gli stessi.

Ritenuto che:

- sia opportuno stabilire la data di entrata in vigore del Titolo III del regolamento con successivo provvedimento dell'Autorità da emanarsi successivamente alla definizione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico delle disposizioni relative alla verifica diretta degli impianti di utenza a gas;
- sia necessario, nelle more della definizione di quanto al precedente alinea, confermare la validità delle disposizioni contenute nel regolamento limitatamente agli impianti di utenza nuovi ed a quanto disposto dal comma 23.1 del regolamento stesso in tema di riattivazione della fornitura di gas sospesa a seguito di dispersione di gas rilevata sull'impianto di utenza dal servizio di pronto intervento;
- come più volte affermato, si possa ragionevolmente ritenere che i maggiori rischi per la sicurezza dei clienti finali derivino dalla mancata messa a norma degli impianti di utenza in servizio e che quindi è sempre più urgente definire le disposizioni per l'effettuazione di controlli diretti sugli impianti di utenza a gas;
- sia pertanto opportuno segnalare al Ministero dello Sviluppo Economico la necessità di provvedere con urgenza al completamento del quadro legislativo in tema di sicurezza degli impianti di utenza a gas ed in particolare, per quanto indicato al precedente alinea, all'emanazione delle disposizioni relative alla verifica diretta degli impianti di utenza a gas, anche avvalendosi dei contributi di tutti i soggetti interessati

DELIBERA

1. di sostituire il comma 3 dell'Articolo 33 della deliberazione 18 marzo 2004, n. 40/04 con il seguente comma:
   " 33.3 La data di entrata in vigore del Titolo III è definita con successivo provvedimento dell'Autorità, ad esclusione del comma 23.1 che entra in vigore dall'1 settembre 2006.";
2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;
3. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità il testo della deliberazione dell'Autorità n. 40/04 come risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento.

Milano, 25 marzo 2009

Il Presidente: ORTIS

09A04338

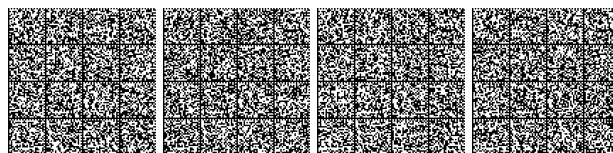
DELIBERAZIONE 27 marzo 2009.

Disposizioni urgenti per la determinazione delle partite economiche relative al servizio di dispacciamento dell'energia elettrica prelevata e immessa nell'anno 2007 e nell'anno 2008. (Deliberazione ARG/elt 34/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 27 marzo 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99, e sue modifiche e provvedimenti applicativi;
- il decreto del Ministero delle Attività Produttive 20 aprile 2005, di concessione alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale (di seguito: decreto 20 aprile 2005), vigenti dalla data di avvenuta unificazione tra proprietà e gestione della rete di trasmissione nazionale;
- il decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con la legge 3 agosto 2007, n. 125 (di seguito: decreto n. 73/07);
- l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 16 ottobre 2003, n. 118/03;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2003, n. 168/03, come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 168/03);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 5/04);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 (di seguito: TIV), come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell'Autorità 16 luglio 2007, n. 177/07 (di seguito: deliberazione n. 177/07);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007, n. 278/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TILP);
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2007, n. 336/07 (di seguito: deliberazione n. 336/07);

- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIT);
- la deliberazione dell'Autorità 28 gennaio 2008, ARG/elt 5/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 5/08);
- la deliberazione dell'Autorità 21 maggio 2008, ARG/elt 65/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 65/08);
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2008, ARG/elt 110/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 110/08);
- il documento per la consultazione DCO 28/08 del 6 agosto 2008 (di seguito: documento 28/08);
- il documento per la consultazione DCO 38/08 del 19 dicembre 2008 (di seguito: documento 38/08);
- la lettera di Terna in data 10 dicembre 2008, prot. Autorità n. 296 del 5 gennaio 2009 (di seguito: lettera 10 dicembre 2008);
- la lettera di Terna in data 12 dicembre 2008, prot. Autorità n. 404 del 7 gennaio 2009 (di seguito: lettera 12 dicembre 2008);
- la lettera di Terna in data 20 marzo 2009, prot. Autorità n. 13692 del 24 marzo 2009(di seguito: lettera 20 marzo 2009).

Considerato che:

- l'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95 affida all'Autorità, fra le altre, la finalità di garantire la promozione dell'efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità, promuovendo altresì la tutela degli interessi di utenti e consumatori;
- il decreto 20 aprile 2005 stabilisce che Terna ha come scopo sociale l'esercizio efficiente delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica;
- con la deliberazione n. 336/07, l'Autorità, fra l'altro, ha raccomandato a Terna di procedere ai conguagli del servizio di dispacciamento a seguito di rettifiche di errori di misura determinanti la ridefinizione delle partite fisiche ed economiche per gli anni 2005, 2006 e 2007, previa completa informativa agli utenti del dispacciamento interessati e l'invio all'Autorità di una relazione dettagliata degli errori, delle cause e delle partite di conguaglio risultanti, prima di procedere alle procedure di conguaglio;
- con riferimento all'energia elettrica immessa e prelevata nell'anno 2005 Terna ha proceduto a due sessioni di fatturazioni di conguaglio dei corrispettivi per il servizio di dispacciamento durante l'anno 2007 per tener conto delle diverse rettifiche dei dati di misura, allungando in tal modo i tempi di determinazione delle posizioni economiche degli operatori significativamente oltre i termini previsti dalla normativa e procurando una condizione di incertezza manifestata dai medesimi con più segnalazioni all'Autorità;
- al fine di evitare il protrarsi della situazione di grave incertezza nella ricostruzione delle corrette partite fisiche ed economiche a seguito delle due sessioni di fatturazione di cui al precedente alinea, con la deliberazione ARG/elt 65/08, l'Autorità ha adottato misure urgenti per la determinazione delle partite economiche del servizio di dispacciamento, stabilendo la modalità di fatturazione dei corrispettivi per il servizio di dispacciamento per l'anno 2005 a seguito di

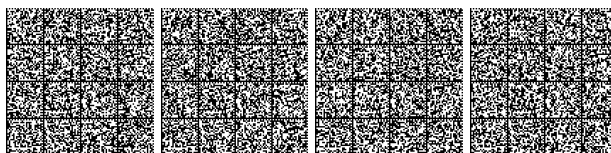
rettifiche pervenute successivamente alla data di entrata in vigore del medesimo provvedimento;

- con la deliberazione ARG/elt 110/08, l'Autorità ha adottato misure urgenti per la determinazione delle partite economiche del servizio di dispacciamento per l'anno 2006 prevedendo l'estensione alle rettifiche relative all'anno 2006, pervenute successivamente alla data di entrata in vigore del medesimo provvedimento delle modalità introdotte per l'anno 2005 dalla deliberazione ARG/elt 65/08;
- con la lettera 10 dicembre 2008, integrata con la lettera 12 dicembre 2008, e successivamente con la lettera 20 marzo 2009, Terna ha completato la relazione di dettaglio predisposta ai sensi della deliberazione n. 336/07, riportando le informazioni in merito ai risultati delle attività di definizione delle partite fisiche ed economiche di conguaglio per l'anno 2007.

Considerato che:

- l'energia prelevata dagli utenti del dispacciamento assoggettata ai corrispettivi di trasporto in un certo periodo temporale deve essere coerente all'energia prelevata assoggettata ai corrispettivi del servizio di dispacciamento nel medesimo periodo temporale;
- un confronto fra l'energia prelevata determinata da Terna in esito alle procedure di conguaglio e l'energia prelevata su base mensile che le imprese distributrici hanno determinato ai fini del trasporto possa garantire un adeguato riscontro nella determinazione delle partite economiche per le fatture di conguaglio del servizio di dispacciamento;
- con riferimento all'anno 2006, l'Autorità con la deliberazione ARG/elt 110/08 ha introdotto il confronto di cui al precedente alinea, subordinando la fatturazione delle partite di conguaglio alla verifica che il valore assoluto della differenza fra l'energia prelevata assoggettata al trasporto e l'energia prelevata determinata ai fini del dispacciamento fosse inferiore al 5% della maggiore fra le due;
- Terna con la lettera 10 dicembre 2008, e successivamente con la lettera 20 marzo 2009, ha comunicato di aver richiesto e ricevuto dalle imprese distributrici i dati dell'energia assoggettata al trasporto anche per l'anno 2007;

Considerato che:

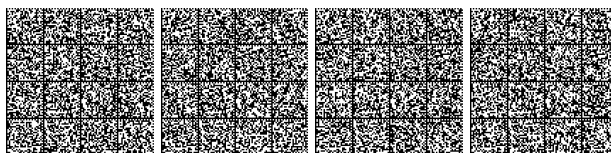
- la deliberazione ARG/elt 5/08 ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in merito a criteri di definizione ed attribuzione delle partite economiche insorgenti da eventuali rettifiche tardive ai dati di misura;
- nell'ambito del procedimento di cui al precedente alinea sono stati emanati i documenti 28/08 e 38/08 recanti altresì alcuni orientamenti in materia di corrispettivi unitari di dispacciamento da utilizzare ai fini delle fatturazioni di conguaglio, fra cui la previsione di non modificare, a seguito di rettifiche ai dati di misura, il segno dello sbilanciamento zonale, e quindi i corrispettivi di sbilanciamento effettivo, determinato in esito al *settlement* mensile;
- le risposte pervenute in esito alle consultazioni hanno evidenziato un generale apprezzamento per le scelte dell'Autorità di utilizzare anche al fine delle fatturazioni di conguaglio i medesimi corrispettivi unitari di sbilanciamento effettivo già utilizzati per le fatturazioni del *settlement* mensile.

Considerato che:

- la metodologia adottata con la deliberazione n. 118/03 per la determinazione convenzionale dei profili di prelievo, vigente per l'anno 2007, comporta che, assumendo la correttezza di tutti gli altri dati di misura, una rettifica ai valori dell'energia immessa o prelevata in un qualunque punto della rete di distribuzione si traduca esclusivamente in una modifica al valore della differenza fra perdite effettive e perdite standard (di seguito: delta perdite) sulle reti di distribuzione;
- fino all'anno 2006, i costi relativi all'approvvigionamento dell'energia sottesa al delta perdite sulle reti di distribuzione erano attribuiti alle imprese distributrici per il tramite di una riduzione dei costi di approvvigionamento riconosciuti alle medesime imprese nell'ambito della perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato;
- con decorrenza 1 luglio 2007, la separazione societaria fra attività di distribuzione e attività di vendita dell'energia elettrica nell'ambito del servizio di maggior tutela, introdotta dal decreto n. 73/07 per le imprese distributrici con più di 100.000 clienti, ha reso necessaria una separata evidenziazione dei costi di approvvigionamento del delta perdite e la loro attribuzione esplicita a ciascuna impresa distributrice;
- per questioni di semplicità amministrativa e contabile, l'Autorità con il TIV ha esteso le modalità di attribuzione dei costi di approvvigionamento del delta perdite di cui al precedente alinea a tutto l'anno 2007, ivi compreso il primo semestre.

Considerato, inoltre, che:

- il documento 38/08 recava altresì alcuni orientamenti in materia di gestione delle rettifiche ai dati di misura per l'anno 2008, fra cui:
  - la previsione di fatturare contestualmente alle partite di conguaglio *load profiling* anche le partite economiche insorgenti da eventuali rettifiche ai dati di misura orari pervenute entro i termini rilevanti al conguaglio *load profiling* medesimo (di seguito: rettifiche di *settlement*);
  - la subordinazione della fatturazione delle partite economiche insorgenti dalle rettifiche di *settlement* alla verifica della coerenza fra l'energia assoggettata al trasporto e l'energia determinata ai fini del dispacciamento;
- sulla base delle disposizioni del TILP, le partite di conguaglio *load profiling* relative all'anno 2008 sono determinate da Terna entro il 31 maggio 2009 sulla base di dati comunicati dalle imprese distributrici entro il 10 maggio 2009.

Considerato infine che:

- la decisione di adottare interventi di regolazione a tutela dell'esigenza di assicurare certezza nella regolazione delle partite economiche del servizio di dispacciamento per l'anno 2007 non costituisce preclusione all'esercizio dei poteri sanzionatori e prescrittivi dell'Autorità, di cui all'articolo 2, comma 20, lettere c)

e d), della legge n. 481/95, qualora ne vengano accertati i presupposti in esito all'indagine conoscitiva avviata con deliberazione n. 177/07.

Ritenuto che sia:

- opportuno che Terna proceda alla sessione di conguaglio per il servizio di dispacciamento, con riferimento all'anno 2007, garantendo un adeguato grado di certezza sulle partite economiche di competenza degli utenti del dispacciamento;
- opportuno che Terna comprenda in tale sessione sia la regolazione delle partite di conguaglio determinate ai sensi della deliberazione n. 118/03 che delle partite determinate dalle rettifiche dei dati di misura dei punti trattati orari, dei prelievi dalla RTN e delle immissioni delle unità di produzione pervenute a Terna posteriormente ai termini previsti dalle deliberazioni n. 168/03 e n. 111/06;
- opportuno che Terna proceda alla fase di conguaglio per l'anno 2007 adottando, per la rideterminazione delle partite fisiche ed economiche insorgenti dalle rettifiche pervenute posteriormente alla date previste dalla normativa, i medesimi corrispettivi unitari di sbilanciamento effettivo già utilizzati per le fatturazioni del *settlement* mensile, nonché, per tutti gli altri aspetti rilevanti, modalità e criteri analoghi a quelli applicati per l'anno 2005 e l'anno 2006 al fine di limitare il protrarsi dell'incertezza delle posizioni economiche degli operatori in relazione alle attività dell'anno 2007;
- opportuno subordinare, anche per l'anno 2007, l'emissione delle fatture di conguaglio alla verifica della coerenza fra l'energia assoggettata al trasporto e l'energia determinata ai fini del dispacciamento e, al fine di promuovere il progressivo miglioramento della coerenza fra i dati dell'energia elettrica assoggettata ai corrispettivi di trasporto e ai dati dell'energia elettrica assoggettata ai corrispettivi del servizio di dispacciamento, ridurre, nel contempo, al 4% la soglia di tolleranza sopra la quale non si procede alla fatturazione del conguaglio;
- opportuno prevedere che Terna metta a disposizione degli utenti del dispacciamento i dati relativi all'energia assoggettata al trasporto ricevuti dalle imprese distributrici con riferimento all'anno 2007;
- necessario stabilire, anche per l'energia immessa e prelevata nell'anno 2007, in analogia a quanto stabilito per gli anni 2005 e 2006, una modalità di determinazione delle partite economiche relative al servizio di dispacciamento insorgenti da rettifiche pervenute successivamente all'emissione da parte di Terna delle fatture di cui al precedente alinea (di seguito: rettifiche tardive), differente da quella prevista dalle deliberazioni n. 118/03, n. 168/03 e n. 111/06, al fine di limitare l'impatto economico di eventuali ulteriori rettifiche delle energie immesse e prelevate sugli utenti del dispacciamento;
- opportuno attribuire agli importi fatturati ai sensi del precedente alinea i medesimi coefficienti di adeguamento annui previsti per le fatturazioni delle rettifiche tardive di cui agli anni 2005 e 2006;
- opportuno prevedere che, anche per l'anno 2007, l'eventuale saldo diverso da zero delle partite economiche insorgenti da rettifiche tardive sia considerato nella determinazione del corrispettivo *uplift* di cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06 nei sei mesi seguenti la data di fatturazione della rettifica;
- opportuno prevedere una modalità semplificata di attribuzione delle partite economiche connesse all'aggiornamento del delta perdite a seguito di rettifiche

tardive compatibile con la nuova disciplina relativa all'attribuzione dei costi di approvvigionamento del delta perdite nelle reti di distribuzione introdotta dal TIV;

- opportuno prevedere, coerentemente con quanto disposto dal TIV in materia di perequazione dei costi di approvvigionamento del delta perdite nelle reti di distribuzione, che i versamenti conseguenti all'applicazione della modalità semplificata di cui al precedente alinea siano posti a carico del Conto per la perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela di cui all'Articolo 70 del TIT.

Ritenuto infine che sia:

- opportuno posticipare la determinazione delle partite di conguaglio *load profiling* dell'anno 2008 al 30 settembre 2009 per permettere a Terna di fatturare contestualmente a dette partite di conguaglio anche le partite economiche insorgenti da eventuali rettifiche di *settlement* con riferimento all'energia elettrica prelevata e immessa nel 2008, fatto comunque salvo il termine del 10 maggio 2009 per l'invio da parte delle imprese distributrici dei dati rilevanti la fase di conguaglio *load profiling*;
- opportuno prevedere al fine di permettere la verifica della coerenza fra energia elettrica assoggettata al trasporto ed energia determinata ai fini del dispacciamento entro il mese di settembre 2009 che le imprese distributrici inviino a Terna i dati relativi all'energia elettrica assoggettata al trasporto con riferimento all'anno 2008 entro il 20 giugno 2009;
- opportuno rinviare al provvedimento di definizione dei criteri di attribuzione delle partite economiche insorgenti da eventuali rettifiche tardive ai dati di misura in esito al procedimento avviato con la deliberazione ARG/elt 05/08 la definizione delle modalità di determinazione delle partite di conguaglio per l'anno 2008

DELIBERA

1. di stabilire che Terna determini le partite di conguaglio del servizio di dispacciamento con riferimento all'energia elettrica immessa e prelevata nell'anno 2007 da ciascun utente del dispacciamento utilizzando i medesimi corrispettivi unitari di sbilanciamento effettivo già utilizzati per le fatturazioni del *settlement* mensile;
2. di stabilire che Terna proceda tempestivamente con la fatturazione dei conguagli del servizio di dispacciamento di cui al punto 1 dopo aver verificato che il valore assoluto della differenza dell'energia prelevata che è stata assoggettata al trasporto e l'energia prelevata determinata ai fini del dispacciamento sia minore del 4% della maggiore delle due;
3. di prevedere che, a seguito di eventuali successive rettifiche delle medesime quantità limitatamente ai quantitativi di energia elettrica insorgenti da tali rettifiche e non già utilizzate per le fatturazioni di cui al punto 1, le corrispondenti fatture dei corrispettivi per il servizio di dispacciamento siano emesse con le modalità di determinazione ed attribuzione delle partite di energia elettrica e delle

corrispondenti partite economiche definite nel testo allegato al presente provvedimento di cui forma parte integrante e sostanziale (*Allegato A*);

4. di prevedere che il saldo tra proventi e oneri derivanti a Terna dall'applicazione di quanto disposto al punto 3 sia ricompreso nel calcolo del corrispettivo di cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06 (*uplift*) in egual proporzione mensile nei sei mesi successivi alla data di fatturazione;
5. di prevedere che, entro il 20 giugno 2009, ciascuna impresa distributrice invii a Terna, con le modalità di presentazione ed invio da questa stabilite, con riferimento all'anno 2008, i dati mensili dell'energia prelevata da ogni utente del trasporto, che è stata assoggettata al corrispettivo di trasmissione e distribuzione, ai sensi del TIT, e che Terna renda disponibili i medesimi dati agli utenti del dispacciamento;
6. di prevedere che Terna proceda alla determinazione delle partite di conguaglio *load profiling* relative all'anno 2008, di cui al TILP, entro il 30 settembre 2009, con liquidazione entro il 15 ottobre 2009, basando le proprie determinazioni sui dati inviati dalle imprese distributrici entro il 10 maggio 2009, come già previsto dalla normativa vigente;
7. di trasmettere copia del presente provvedimento alla società Terna S.p.A;
8. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore con decorrenza dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 27 marzo 2009

Il Presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

DETERMINAZIONE E ATTRIBUZIONE DELLE PARTITE FISICHE ED ECONOMICHE INSORGENTI DA RETTIFICHE TARDIVE RELATIVE AL PROCEDIMENTO DI CONGUAGLIO ANNUALE PER L'ENERGIA ELETTRICA IMMESSA E PRELEVATA NEL CORSO DELL'ANNO 2007

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 16 ottobre 2003, n. 118/03 e all'articolo 1 dell'Allegato A della deliberazione 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente integrate e modificate, nonché le seguenti definizioni:

- **Cassa** è la Cassa Conguaglio per il settore elettrico;
- **Delta perdite** è la differenza fra le perdite effettive e le perdite standard sulle reti con obbligo di connessione di terzi;
- **Rettifica tardiva** è la rettifica di un dato di misura di energia elettrica relativo all'anno 2007, rilevante ai fini della procedura di conguaglio annuale e non già oggetto di fatturazione dei corrispettivi per il servizio di dispacciamento precedentemente alla data di entrata in vigore del presente provvedimento;
- **Utente del dispacciamento interessato** è l'utente del dispacciamento titolare di un punto di dispacciamento in immissione o prelievo cui si riferisce una rettifica tardiva**.**

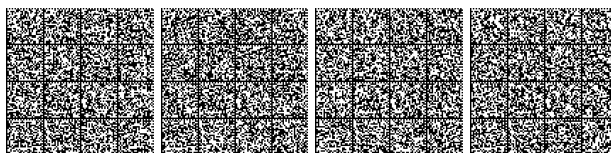
o-o-o

- **TIV** è l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07, come successivamente modificato e integrato.

Articolo 2
Oggetto

2.1 Il presente provvedimento disciplina le modalità di determinazione e l'attribuzione delle partite di energia elettrica e le relative partite economiche insorgenti da eventuali rettifiche tardive relative al conguaglio annuale per l'energia elettrica immessa e prelevata nel corso dell'anno 2007 dagli utenti del dispacciamento.

Articolo 3
Rettifica tardiva di una misurazione oraria

3.1 In seguito all'individuazione di una rettifica tardiva relativa a un dato di misura di un punto di immissione o prelievo trattato orario, compresi i punti di prelievo inclusi nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente Unico, Terna procede alla

determinazione del valore corretto dell'energia immessa o prelevata dall'utente di dispacciamento interessato.

3.2 Terna determina il saldo dei corrispettivi di dispacciamento di competenza del solo utente di dispacciamento interessato utilizzando i corrispettivi unitari di dispacciamento determinati per l'ultima fatturazione precedente alla data di entrata in vigore del presente provvedimento e l'energia elettrica corrispondente alla rettifica di cui al comma 3.1, determinata come differenza tra l'energia elettrica già oggetto di precedente fatturazione e quella risultante dalla medesima rettifica.

3.3 Nel caso in cui il saldo dei corrispettivi di dispacciamento determinato ai sensi del comma 3.2 risulti negativo, l'utente del dispacciamento interessato paga un corrispettivo pari al prodotto tra il 95% di detto saldo e un coefficiente determinato dalla formula seguente:

$$k_1 = (0{,}95)^{\frac{n}{12}}$$

Dove n è il numero di mesi intercorso tra la data di fatturazione e la data di entrata in vigore del presente provvedimento.

3.4 Nel caso in cui il saldo dei corrispettivi di dispacciamento determinato ai sensi del comma 3.2 risulti positivo, l'utente del dispacciamento interessato riceve un corrispettivo pari al prodotto tra detto saldo e un coefficiente posto pari alla formula seguente:

$$k_2 = 1 + 0{,}03 \times \frac{n}{12}$$

Dove n è il numero di mesi intercorso tra la data di fatturazione e la data di entrata in vigore del presente provvedimento.

3.5 Il saldo dei corrispettivi di dispacciamento di competenza dell'Acquirente Unico ai sensi del comma 3.2 concorre alla determinazione delle partite di conguaglio fra Acquirente Unico e esercenti la maggior tutela successivamente alla definizione delle partite economiche di conguaglio del *load profiling* di cui all'articolo 13 sexsies del TIV relative all'anno in cui è stata individuata la rettifica.

Articolo 4

Rettifica tardiva del prelievo di un punto non trattato orario

4.1 In seguito all'individuazione di una rettifica tardiva relativa al prelievo effettivo di un punto non trattato orario non incluso nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente Unico, Terna procede alla determinazione del valore corretto dell'energia complessivamente prelevata, di cui al comma 6.1 della deliberazione n. 118/03, dall'utente del dispacciamento interessato e dall'Acquirente Unico nell'anno 2007.

4.2 Terna determina il saldo energia elettrica 2007 di competenza dell'utente del dispacciamento interessato utilizzando il prezzo medio dell'energia elettrica prelevata nell'anno solare 2007, così come determinato per l'ultima fatturazione

precedente alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, e l'energia elettrica corrispondente alla rettifica di cui al comma 4.1, determinata come differenza tra l'energia elettrica già oggetto di precedente fatturazione e quella risultante dalla medesima rettifica.

4.3 Il saldo energia 2007 di competenza dell'Acquirente Unico è pari al saldo energia elettrica 2007 di competenza dell'utente del dispacciamento interessato, cambiato di segno.

4.4 Nel caso in cui il saldo energia elettrica determinato ai sensi del comma 4.2 risulti negativo, l'utente del dispacciamento interessato paga un corrispettivo pari al prodotto tra il 95% di detto saldo e un coefficiente determinato dalla formula seguente:

$$k_1 = (0{,}95)^{\frac{n}{12}}$$

Dove n è il numero di mesi intercorso tra la data di fatturazione e la data di entrata in vigore del presente provvedimento.

4.5 Nel caso in cui il saldo energia elettrica determinato ai sensi del comma 4.2 risulti positivo, l'utente del dispacciamento interessato riceve un corrispettivo pari al prodotto tra detto saldo e un coefficiente posto pari a:

$$k_2 = 1 + 0{,}03 \times \frac{n}{12}$$

Dove n è il numero di mesi intercorso tra la data di fatturazione e la data di entrata in vigore del presente provvedimento.

4.6 Entro il 15 luglio di ciascun anno Terna, al fine della perequazione semplificata del valore della differenza fra perdite effettive e le perdite standard di cui all'Articolo 6, versa alla Cassa se positivo e riceve dalla Cassa se negativo il saldo energia elettrica 2007 di competenza dell'Acquirente Unico, dovuto a tutte le rettifiche tardive di cui al comma 4.1 comunicate dalle imprese distributrici entro il 20 aprile del medesimo anno.

Articolo 5

Rettifica tardiva del prelievo residuo di area

5.1 In seguito all'individuazione di una rettifica tardiva del prelievo residuo di area, Terna:

a) non modifica il valore del prelievo residuo di area determinato per l'ultima fatturazione precedente alla data di entrata in vigore del presente provvedimento;

b) determina il saldo convenzionale PRA 2007, da utilizzare per la perequazione semplificata del valore della differenza fra perdite effettive e le perdite standard di cui all'Articolo 6, sulla base delle disposizioni di cui al comma 5.2.

5.2 Il saldo convenzionale PRA 2007 di cui al comma 5.1, lettera b), è pari al prodotto fra:

a) il prezzo medio dell'energia elettrica prelevata nell'anno solare 2007 nell'area di riferimento cui la rettifica si riferisce, così come determinato per l'ultima fatturazione precedente alla data di entrata in vigore del presente provvedimento;

b) la differenza tra il prelievo residuo di area così come determinato per l'ultima fatturazione precedente alla data di entrata in vigore del presente provvedimento e quello risultante dalla medesima rettifica;

5.3 Entro il 15 luglio di ciascun anno, Terna versa alla Cassa se positivo e riceve dalla Cassa se negativo il saldo convenzionale PRA 2007 di cui al comma 5.1, lettera b), relativo a tutte le rettifiche al prelievo residuo di area di cui al comma 5.1 comunicate dalle imprese distributrici entro il 20 aprile del medesimo anno.

Articolo 6

Perequazione semplificata del valore della differenza fra perdite effettive e perdite standard

6.1 A seguito di rettifiche tardive del prelievo residuo di area e del prelievo effettivo di un punto non trattato orario, la Cassa ripartisce fra le varie imprese distributrici il saldo convenzionale delta perdite 2007 complessivo di cui al comma 6.3.

6.2 Entro il 30 novembre di ciascun anno, ciascuna impresa distributrice versa alla Cassa se positivo e riceve dalla Cassa se negativo il saldo convenzionale delta perdite 2007 di propria competenza determinato sulla base dei criteri di cui al comma 6.4 e 6.5.

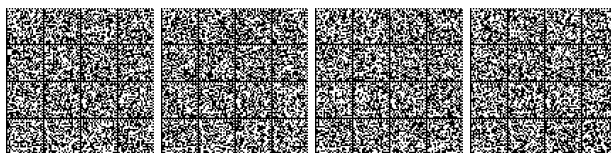
6.3 Il saldo convenzionale delta perdite 2007 complessivo in ciascuna area di riferimento è pari alla somma del:

a) saldo convenzionale PRA 2007 di cui al comma 5.1, lettera b) relativo alla medesima area di riferimento;

b) saldo energia elettrica 2007 di competenza dell'Acquirente Unico di cui al comma 4.3 relativo alla medesima area di riferimento.

6.4 Il saldo convenzionale delta perdite 2007 di competenza di ciascuna impresa distributrice sottesa è pari al prodotto del prezzo medio dell'energia elettrica prelevata nell'anno solare 2007 nell'area di riferimento cui l'impresa distributrice appartiene, così come determinato per l'ultima fatturazione precedente alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, per la somma fra

a) l'energia elettrica corrispondente alle rettifiche tardive di cui al comma 3.1 relative ai punti di prelievo trattati orari localizzati nel proprio ambito territoriale, determinata come differenza tra l'energia elettrica già oggetto di precedente fatturazione e quella risultante dalla medesima rettifica;

b) l'energia elettrica corrispondente alle rettifiche tardive di cui al comma 4.1 relative ai punti non trattati orari non inclusi nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente Unico localizzati nel proprio ambito territoriale, determinata come differenza tra l'energia elettrica già oggetto di precedente fatturazione e quella risultante dalla medesima rettifica;

c) l'energia elettrica corrispondente alle rettifiche tardive di cui al comma 3.1 relative ai punti di immissione trattati orari localizzati nel proprio ambito territoriale, determinata come differenza tra l'energia elettrica già oggetto di precedente fatturazione e quella risultante dalla medesima rettifica, cambiata di segno;

6.5 Il saldo convenzionale delta perdite 2007 di competenza di ciascuna impresa distributrice di riferimento è pari alla differenza fra:

a) il saldo convenzionale delta perdite 2007 complessivo relativo alla propria area di riferimento;

b) la somma dei saldi convenzionali delta perdite 2007 di competenza di ciascuna impresa distributrice sottesa appartenente alla propria area di riferimento.

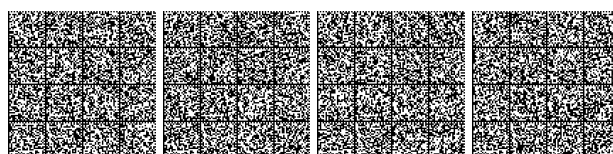
Articolo 7
Obblighi informativi

7.1 Entro la fine di ciascun mese a partire da aprile 2009 Terna invia all'Autorità un'informativa riguardante tutte le rettifiche tardive e le relative partite economiche determinate ai sensi del presente provvedimento.

7.2 L'informativa di cui al comma 7.1 comprende una analisi dell'impatto di ciascuna rettifica tardiva individuata sulla quantificazione delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi.

Articolo 8
Disposizioni finali

8.1 I saldi derivanti dalla perequazione semplificata di cui all'Articolo 6 sono posti a carico del Conto per la perequazione dei costi di distribuzione dell'energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi.

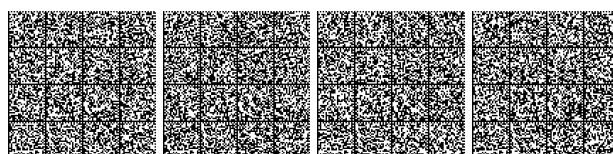
09A04331

DELIBERAZIONE 30 marzo 2009.

Aggiornamento per il trimestre aprile – giugno 2009 delle condizioni economiche del servizio di vendita di maggior tutela e modifiche al TIV. (Deliberazione ARG/elt 35/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

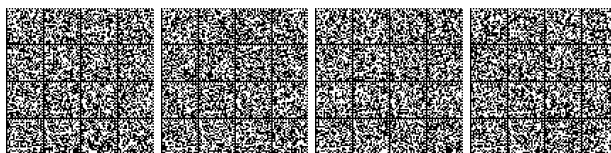
Nella riunione del 30 marzo 2009

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione con modifiche del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia (di seguito: legge n. 125/07);
- la legge 28 gennaio 2009, n. 2, di conversione con modifiche del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, recante misure urgenti per il sostegno a famiglie, lavoro, occupazione e impresa e per ridisegnare in funzione anti-crisi il quadro strategico nazionale;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 19 dicembre 2003, recante assunzione della titolarità delle funzioni di garante della fornitura dei clienti vincolati da parte della società Acquirente unico S.p.A. e direttive alla medesima società;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 25 novembre 2008;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 11 dicembre 2008.
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06 e, in particolare l'Allegato A, come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 e l'allegato Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, approvato con la medesima deliberazione, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIV);
- la deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007, n. 278/07 e, in particolare l'Allegato A, come successivamente modificato e integrato;

- la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2008, ARG/elt 182/08;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/elt 190/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 190/08);
- la deliberazione dell'Autorità 28 gennaio 2009, ARG/elt 11/09;
- la comunicazione della società Acquirente unico S.p.A. (di seguito: l'Acquirente unico) dell'1 dicembre 2008, prot. Autorità n. 40226 del 15 dicembre 2008 (di seguito: comunicazione 1 dicembre 2008);
- la comunicazione dell'Acquirente unico del 18 febbraio 2009, prot. Autorità n. 7885 del 19 febbraio 2009;
- la comunicazione dell'Acquirente unico del 13 marzo 2009, prot. Autorità n. 12315 del 16 marzo 2009;
- la comunicazione dell'Acquirente unico del 19 marzo 2009, prot. Autorità n. 13679 del 24 marzo 2009;
- la comunicazione di Terna S.p.A. (di seguito: Terna) del 18 marzo 2009, prot. Autorità n. 13122 del 19 marzo 2009;
- la comunicazione di Terna del 17 marzo 2009, prot. Autorità n. 13153 del 19 marzo 2009;
- le note della Direzione Mercati 4 novembre 2008, prot. Autorità n. 33511, e 21 gennaio 2009, prot. Autorità n. 2862, agli esercenti la maggior tutela negli ambiti territoriali in cui le reti delle imprese distributrici alimentano più di 100.000 clienti finali (di seguito: Note agli esercenti la maggior tutela per svalutazione crediti);
- la nota della Direzione Mercati 17 febbraio 2009, prot. n. 7354, agli esercenti la maggior tutela negli ambiti territoriali in cui le reti delle imprese distributrici alimentano più di 100.000 clienti finali (di seguito: Nota agli esercenti la maggior tutela).

Considerato che:

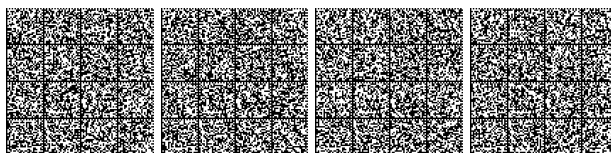
- il TIV definisce disposizioni in materia di servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia, in attuazione di quanto previsto dalla legge n. 125/07;
- ai sensi dell'articolo 7 del TIV il servizio di maggior tutela prevede, tra l'altro, l'applicazione di:
  a) corrispettivo PED;
  b) corrispettivo PPE;
  c) componente UC1;
  d) componente $DISP_{BT}$

  e che i corrispettivi di cui alle lettere a), b) e c) siano aggiornati e pubblicati trimestralmente dall'Autorità;
- il corrispettivo PED è determinato coerentemente con la finalità di copertura dei costi sostenuti dagli esercenti la maggior tutela per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai propri clienti cui è effettivamente erogato tale servizio;
- gli elementi PE e PD del corrispettivo PED sono fissati, in ciascun trimestre, in modo tale da coprire i costi sostenuti o che si stima saranno sostenuti nell'anno solare di riferimento dall'Acquirente unico, rispettivamente, per l'acquisto dell'energia elettrica destinata alla maggior tutela e per il servizio di dispacciamento;

- il comma 13.2 del TIV prevede che, ai fini delle determinazioni degli elementi PE, PD e del corrispettivo PED, l'Acquirente unico invii all'Autorità la stima dei propri costi unitari di approvvigionamento relativi all'anno solare cui le medesime determinazioni si riferiscono, nonché la differenza tra la stima dei costi di approvvigionamento comunicati nel trimestre precedente e i costi effettivi di approvvigionamento sostenuti nel medesimo periodo;
- sulla base delle informazioni ricevute da alcuni esercenti la maggior tutela negli ambiti territoriali in cui le reti delle imprese distributrici alimentano più di 100.000 clienti finali e che hanno risposto alla Nota agli esercenti la maggior tutela e delle informazioni ricevute dall'Acquirente unico, l'importo del recupero è stimato in diminuzione di circa 73 milioni di euro, di cui 37 milioni di euro sono riconducibili ai costi di acquisto dell'energia elettrica e i rimanenti 36 milioni di euro sono riconducibili ai costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico;
- la messa a disposizione da parte degli esercenti la maggior tutela negli ambiti territoriali in cui le reti delle imprese distributrici alimentano più di 100.000 clienti finali delle informazioni in risposta alla Nota agli esercenti la maggior tutela risulta essenziale per poter procedere ad una più corretta stima dei ricavi conseguiti dai medesimi esercenti in corso d'anno in applicazione dei corrispettivi PED;
- in base agli elementi di costo comunicati dall'Acquirente unico e da Terna, nonché sulla base del recupero stimato secondo quanto sopra indicato, è possibile ipotizzare una riduzione del costo medio annuo (2009) di approvvigionamento dell'energia elettrica dell'Acquirente unico rispetto a quanto stimato nel primo trimestre dell'anno 2009;
- il TIV prevede che gli scostamenti residui emersi dal confronto tra i costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'approvvigionamento dell'energia elettrica e i ricavi conseguiti dagli esercenti la maggior tutela attraverso l'applicazione dei corrispettivi PED ai clienti finali cui è erogato il servizio nel periodo gennaio - dicembre 2008 siano recuperati tramite il sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento per l'anno 2008, mediante l'applicazione ai clienti finali del servizio di maggior tutela del corrispettivo PPE;
- relativamente all'anno 2008, sulla base delle informazioni ricevute da alcuni esercenti la maggior tutela che operano negli ambiti territoriali in cui le reti delle imprese distributrici alimentano più di 100.000 clienti finali e che hanno risposto alla Nota agli esercenti la maggior tutela e delle informazioni ricevute dall'Acquirente unico, lo scostamento tra i costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'acquisto dell'energia elettrica destinata ai clienti serviti in maggior tutela, incluso lo sbilanciamento di cui alla deliberazione n. 111/06 per la quota parte valorizzata al prezzo di acquisto nel mercato del giorno prima, e i ricavi conseguiti dagli esercenti la maggior tutela attraverso l'applicazione dei corrispettivi PED ai clienti finali cui è erogato il servizio è stimato pari a circa 290 milioni di euro, di cui 90 milioni di euro si stima siano stati recuperati nel primo trimestre 2009 (1 gennaio – 31 marzo);
- relativamente all'anno 2008, sulla base delle informazioni ricevute da alcuni esercenti la maggior tutela che operano negli ambiti territoriali in cui le reti delle imprese distributrici alimentano più di 100.000 clienti finali e che hanno risposto alla Nota agli esercenti la maggior tutela e delle informazioni ricevute dall'Acquirente unico, lo scostamento tra i costi sostenuti dall'Acquirente unico per il dispacciamento dell'energia elettrica destinata ai clienti serviti in maggior tutela e

i ricavi conseguiti dagli esercenti la maggior tutela attraverso l'applicazione dei corrispettivi PED ai clienti finali cui è erogato il servizio è stimato pari a circa 103 milioni di euro, di cui 27 milioni di euro si stima siano stati recuperati nel primo trimestre 2009 (1 gennaio – 31 marzo);

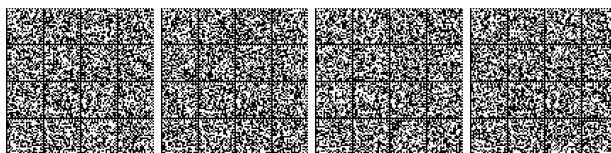
- con comunicazione 1 dicembre 2008 l'Acquirente unico ha confermato che i dati trasmessi all'Autorità nel mese di settembre 2008, relativi ai prezzi di cessione per l'approvvigionamento di energia elettrica destinata alla maggior tutela nel periodo gennaio - dicembre 2007, sono da considerarsi a consuntivo;
- sulla base delle informazioni rese disponibili dalle imprese distributrici si evidenzia uno squilibrio tra il gettito della componente UC1 e le esigenze del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica per i clienti del mercato vincolato/tutelato relativo all'anno 2007, ad oggi stimabile in circa 87 milioni di euro;
- tale stima è da intendersi ancora provvisoria in quanto non inserita in un contesto sistematico di raccolta dati per la perequazione e poiché non tiene conto dei conguagli quantificabili successivamente alla definizione delle partite economiche di conguaglio load profiling;
- lo squilibrio di perequazione relativa ai costi di approvvigionamento di cui sopra è previsto che venga recuperato tramite la componente UC1 di cui comma 1.1 del TIV.

Considerato, infine, che:

- con la deliberazione ARG/elt 190/08 l'Autorità ha adeguato prudenzialmente in diminuzione la restituzione operata mediante la componente DISPBT, in vista delle risultanze finali delle analisi dei dati patrimoniali ed economici degli esercenti la maggior tutela societariamente separati, al fine di tenere conto della necessità di gettito relativa al meccanismo di compensazione di cui all'articolo 24 del TIV per l'anno 2008 ma anche della migliore stima della variazione del livello della componente RCV relativa all'anno 2009; e che la quantificazione definitiva di tali livelli è stata rinviata ad un'analisi di dettaglio dei dati, con particolare riferimento alla quantificazione degli oneri relativi alla morosità dei clienti finali;
- ai fini della quantificazione degli oneri relativi alla morosità dei clienti finali, con le Note agli esercenti la maggior tutela per svalutazione crediti sono state richieste informazioni di dettaglio in tema di:
  a) dimensione del fenomeno relativo alla morosità, chiedendo dati disaggregati per sottotipologia di clienti serviti in maggior tutela e per diversi intervalli temporali;
  b) analisi del credito, attraverso la richiesta di informazioni circa il trattamento contabile dei crediti;
  c) procedure di recupero credito, richiedendo la descrizione delle modalità di recupero del credito utilizzate, eventualmente differenziate per sottotipologia di clienti serviti in maggior tutela;
- in esito all'analisi dei dati pervenuti a seguito delle Note agli esercenti la maggior tutela per svalutazione crediti, emerge la difficoltà da parte degli esercenti di fornire informazioni con dettaglio sufficiente a consentire, con riferimento al 2008, di pervenire ad un riconoscimento della voce svalutazione crediti che tenga conto delle eventuali differenziazioni dei clienti finali in sub-categorie in relazione al

tema della morosità e che tale difficoltà è stata evidenziata dagli operatori anche per il futuro;

- dall'analisi dei dati pervenuti dagli esercenti la maggior tutela emerge inoltre:
  a) una sostanziale omogeneità nel trattamento contabile in tema di svalutazione dei crediti maturati che prevede dopo un anno dalla scadenza il deterioramento dei medesimi;
  b) un progressivo incremento della dimensione del fenomeno di morosità, sia in termini di numero di fatture non pagate da parte dei clienti finali serviti in maggior tutela per i quali è cessata la fornitura, che in termini di rapporto tra valore delle fatture non pagate per forniture cessate indipendentemente dalla causa e fatturato complessivo;
- il riconoscimento dei costi per gli anni successivi al 2008 debba comunque incentivare l'utilizzo, da parte degli esercenti la maggior tutela, di tutti gli strumenti atti a limitare il rischio credito, ivi compresa la sospensione della fornitura prevista dalla deliberazione ARG/elt 04/08 nonché altri eventuali strumenti che siano volti alla minimizzazione complessiva della dimensione del fenomeno della morosità e dei conseguenti oneri.

Ritenuto opportuno:

- adeguare in diminuzione il valore degli elementi PE e PD tenendo comunque prudenzialmente in considerazione, ove non siano ancora disponibili al momento dell'aggiornamento i valori di consuntivo, una stima degli oneri relativi allo sbilanciamento di cui alla deliberazione n. 111/06 per la quota parte ulteriore rispetto a quella valorizzata al prezzo di acquisto nel mercato del giorno prima, come già fatto in occasione dell'aggiornamento per il primo trimestre 2009 (1 gennaio – 31 marzo);
- dimensionare le aliquote di recupero da applicare agli elementi PE e PD del corrispettivo PED in modo da recuperare gli importi nei successivi sei mesi;
- dimensionare il corrispettivo PPE mantenendo l'obiettivo di coprire entro la fine dell'anno 2009 gli oneri relativi alla perequazione dei costi di approvvigionamento dell'anno 2008, confermando il valore di detto corrispettivo in vigore nel primo trimestre 2009 (1 gennaio – 31 marzo);
- confermare il livello dell'aliquota della componente UC1 in vigore nel primo trimestre 2009 (1 gennaio – 31 marzo), in modo da consentire, nel corso dell'anno 2009, il recupero degli squilibri della perequazione dei costi di approvvigionamento relativa all'anno 2007 ad oggi stimabili, in attesa della quantificazione definitiva;
- dimensionare il livello della componente DISPBT, al fine di tenere conto della migliore stima della necessità di gettito derivante dal meccanismo di compensazione per l'anno 2008 e della revisione del livello della componente RCV relativo all'anno 2009;
- prevedere che, ai fini del meccanismo di compensazione di cui all'articolo 24 del TIV, il livello standard di riconoscimento della voce svalutazione crediti sia fissato, per l'anno 2008, ad un livello definito sulla base di quanto risulta dall'analisi dei dati pervenuti dagli esercenti la maggior tutela e che sia applicato al fatturato complessivo;
- prevedere che, ai fini della revisione del livello della componente RCV relativo all'anno 2009, il livello standard di cui al precedente alinea sia ridotto al fine di

incentivare la progressiva gestione efficiente del credito da parte degli esercenti la maggior tutela;
- modificare il TIV per prevedere un obbligo in capo agli esercenti la maggior tutela negli ambiti territoriali in cui le reti delle imprese distributrici alimentano più di 100.000 clienti finali di inviare con cadenza trimestrale all'Autorità le informazioni necessarie alla stima dei ricavi conseguiti dai medesimi esercenti in corso d'anno in applicazione dei corrispettivi PED, nonché per apportare le modifiche sopra prospettate in tema di costi riconosciuti agli esercenti la maggior tutela per l'attività di commercializzazione, con riferimento agli anni 2008 e 2009

DELIBERA

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento, si applicano le definizioni riportate all'articolo 1 del TIV.

Articolo 2
Fissazione delle condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

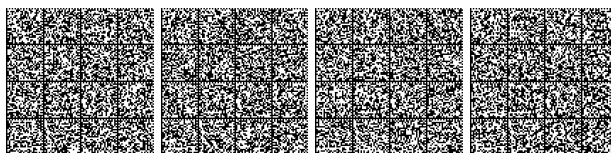
2.1 I valori dell'elemento PE e dell'elemento PD per il secondo trimestre 2009 (1 aprile – 30 giugno) sono fissati nelle *Tabelle 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 1.5, 1.6, 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5* e *2.6* allegate al presente provvedimento.

2.2 I valori del corrispettivo PED per il secondo trimestre 2009 (1 aprile – 30 giugno) sono fissati nelle tabelle 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5 e 3.6 allegate al presente provvedimento.

Articolo 3
Aggiornamento del corrispettivo PPE

3.1 I valori del corrispettivo PPE per il secondo trimestre 2009 (1 aprile – 30 giugno) sono fissati nelle tabelle 4.1 e 4.2 allegate al presente provvedimento e risultano pari ai valori del medesimo corrispettivo determinati dalla deliberazione ARG/elt 190/08 per il primo trimestre 2009 (1 gennaio – 31 marzo).

Articolo 4
Aggiornamento della componente UC1

4.1 I valori della componente UC1 per il secondo trimestre 2009 (1 aprile – 30 giugno) sono fissati nelle *Tabelle 5.1* e *5.2* allegate al presente provvedimento e risultano pari ai valori della medesima componente determinati dalla deliberazione ARG/elt 190/08 per il primo trimestre 2009 (1 gennaio – 31 marzo).

Articolo 5
Modifiche al TIV

5.1 Il TIV è modificato nei termini di seguito indicati:

a) all'articolo 13, dopo il comma 13.3, è aggiunto il seguente comma:

"13.4 Ai fini della determinazione dei corrispettivi per il servizio di maggior tutela, ciascun esercente la maggior tutela societariamente separato comunica con cadenza trimestrale alla Direzione Mercati dell'Autorità i prelievi di energia elettrica dei clienti finali del servizio, o, ove tali dati non siano disponibili, la propria miglior stima dei medesimi prelievi. La Direzione Mercati informa periodicamente, con apposita comunicazione, gli esercenti la maggior tutela societariamente separati circa il dettaglio dei dati richiesto e i tempi a disposizione per l'invio.";

b) all'articolo 18, comma 18.4, le parole "dell'energia elettrica." sono sostitute dalle parole "dell'energia elettrica, specificando, nella medesima comunicazione, che i dati inviati si riferiscono a valori stimati.";

c) al comma 24.3, la lettera b) è sostituita dalla seguente lettera b):

" b) sono escluse le partite economiche e patrimoniali comprese nelle classi del conto economico relative a perdite su crediti, svalutazione crediti;";

d) il comma 24.4 è sostituito dal seguente comma:

" 24.4 Ai fini della determinazione degli oneri relativi alla morosità dei clienti finali, la percentuale standard riconosciuta sul fatturato, determinato come somma delle fatture emesse nell'anno solare incluse le componenti fiscali e parafiscali, è definita sulla base delle risultanze derivanti dal bilancio di esercizio relativo all'anno 2008.";

e) le tabelle 3, 4 e 5 del TIV sono sostituite dalle seguenti tabelle:

" Tabella 3: Componente $DISP_{BT}$

a) Componente $DISP_{BT}$ di cui al comma 7.7 per le tipologie contrattuali di cui al comma 2.3, lettere b) e c)

Tipologie contrattuali di cui comma 2.3 per i clienti aventi diritto alla maggior tutela		**$DISP_1$**	**$DISP_3$**
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	***centesimi di euro/kWh***
lettera b)	Punti di prelievo in bassa tensione per l'illuminazione pubblica	-	-0,036
lettera c)	Altri punti di prelievo in bassa tensione	-778,01	-

b) Componente $DISP_{BT}$ di cui al comma 7.7 per la tipologia contrattuale di cui al comma 2.3, lettera a), relativamente ai punti di prelievo riferiti a alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica del cliente, nei quali siano previsti impegni di potenza fino a 3 kW

cent€/punto di prelievo/anno
-1760,92

Scaglioni di consumo annuo (kWh/anno)		*Cent€/kWh*
da	*fino a*	
0	1800	0,051
1801	2640	0,573
2641	4440	1,279
oltre 4440		2,168

c) Componente $DISP_{BT}$ di cui al comma 7.7 per la tipologia contrattuale di cui al comma 2.3, lettera a), relativamente ai punti di prelievo diversi da quelli di cui alla precedente lettera b)

cent€/punto di prelievo/anno
-880,46

Scaglioni di consumo annuo (kWh/anno)		*Cent€/kWh*
da	*fino a*	
0	1800	0
1801	2640	0
2641	4440	0
oltre 4440		0

Tabella 4: - Componente *RCV* di cui al comma 9bis.1

Tipologie contrattuali di cui comma 2.3 per i clienti aventi diritto alla maggior tutela		*RCV1*	*RCV3*
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a)	Punti di prelievo di clienti domestici in bassa tensione	1927,22	-
lettera b)	Punti di prelievo in bassa tensione per l'illuminazione pubblica	-	0,071
lettera c)	Altri punti di prelievo in bassa tensione	3260,48	-

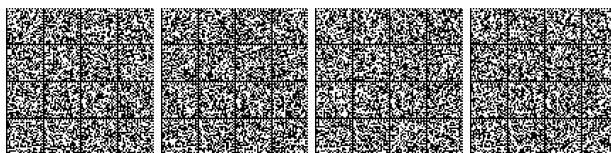



Tabella 5: - Componente *RCVi* di cui al comma 9bis.1

Tipologie contrattuali di cui comma 2.3 per i clienti aventi diritto alla maggior tutela		*RCVi1*	*RCVi3*
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a)	Punti di prelievo di clienti domestici in bassa tensione	1541,77	-
lettera b)	Punti di prelievo in bassa tensione per l'illuminazione pubblica	-	0,057
lettera c)	Altri punti di prelievo in bassa tensione	2608,38	-

Articolo 6
Disposizioni transitorie e finali

6.1 Ai fini delle comunicazioni di cui al comma 13.4 del TIV, ciascun esercente la maggior tutela societariamente separato comunica entro il 15 aprile 2009 alla Direzione Mercati dell'Autorità (mercati@autorita.it) il nominativo e l'indirizzo di posta elettronica di due persone all'interno della società alle quali inviare la richiesta di cui a tale comma.

6.2 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), ed entra in vigore dall'1 aprile 2009.

6.3 Il TIV, con le modifiche e integrazioni di cui al presente provvedimento, è pubblicato, successivamente all'1 aprile 2009, sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

Milano, 30 marzo 2009

Il Presidente: Ortis

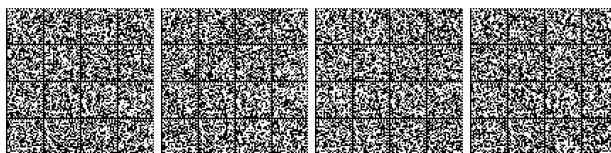



Tabella 1.1: Parametro PE_M, di cui al comma 7.3, lettera e), al comma 27.4 e al comma 27.5, lettera b), corretto per le perdite di rete (elemento PE)

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PE (centesimi di euro/kWh)
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	8,562
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	7,440
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	9,509

Tabella 1.2: Parametro PE_F, di cui al comma 27.2, lettera a) e al comma 27.4bis, lettera a), corretto per le perdite di rete (elemento PE)

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PE (centesimi di euro/kWh)		
		F1	F2	F3
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	10,825	8,311	5,825

Tabella 1.3: Parametro PE_{bio}, di cui al comma 27.3, lettera a), al comma 27.4bis, lettera b), al comma 27.6, lettera a) e al comma 27.6bis, corretto per le perdite di rete (elemento PE)

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PE (centesimi di euro/kWh)	
		F1	F23
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	10,915	7,370
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	10,825	6,882

Tabella 1.4: Parametro PE_F^{mens} , di cui al comma 7.3, lettera a), corretto per le perdite di rete (elemento PE)

Tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera c) del TIV con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	PE (centesimi di euro/kWh)		
	F1	F2	F3
Mese di aprile	10,760	8,767	5,964
Mese di maggio	10,673	8,101	5,872
Mese di giugno	11,019	8,133	5,653

Tabella 1.5: Parametro PE_F^{mens}, di cui al comma 7.3, lettera d), corretto per le perdite di rete (elemento PE)

Tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera b) del TIV	PE (centesimi di euro/kWh)		
	F1	F2	F3
Mese di aprile	10,760	8,767	5,964
Mese di maggio	10,673	8,101	5,872
Mese di giugno	11,019	8,133	5,653

Tabella 1.6: Parametro PE_F^{rag}, di cui al comma 7.3, lettera b), corretto per le perdite di rete (elemento PE)

Tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera c) del TIV con potenza disponibile non superiore a 16,5 kW	PE (centesimi di euro/kWh)		
	F1	F2	F3
R1	11,019	8,133	5,653
R2	10,719	8,411	5,918

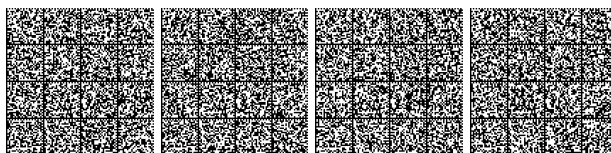



Tabella 2.1: Parametro PD_M, di cui al comma 7.4, lettera e), al comma 27.4 e al comma 27.5, lettera b), corretto per le perdite di rete (elemento PD)

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PD (centesimi di euro/kWh)
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	0,783
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,786
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,786

Tabella 2.2: Parametro PD_F, di cui al comma 27.2, lettera b) e al comma 27.4bis, lettera a), corretto per le perdite di rete (elemento PD)

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PD (centesimi di euro/kWh)		
		F1	F2	F3
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,747	0,747	0,747

Tabella 2.3: Parametro PD_{bio}, di cui al comma 27.3, lettera b), al comma 27.4bis, lettera b), al comma 27.6, lettera b) e al comma 27.6bis, corretto per le perdite di rete (elemento PD)

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PD (centesimi di euro/kWh)	
		F1	F23
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	0,783	0,783
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,747	0,747

Tabella 2.4: Parametro PD_F^{mens}, di cui al comma 7.4, lettera a), corretto per le perdite di rete (elemento PD)

Tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera c) del TIV con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	PD (centesimi di euro/kWh)		
	F1	F2	F3
Mese di aprile	0,747	0,747	0,747
Mese di maggio	0,747	0,747	0,747
Mese di giugno	0,746	0,746	0,746

Tabella 2.5: Parametro PD_F^{mens} , di cui al comma 7.4, lettera d), corretto per le perdite di rete (elemento PD)

Tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera b) del TIV	PD (centesimi di euro/kWh)		
	F1	F2	F3
Mese di aprile	0,747	0,747	0,747
Mese di maggio	0,747	0,747	0,747
Mese di giugno	0,746	0,746	0,746

Tabella 2.6: Parametro PD_F^{rag} , di cui al comma 7.4, lettera b), corretto per le perdite di rete (elemento PD)

Tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera c) del TIV con potenza disponibile non superiore a 16,5 kW	PD (centesimi di euro/kWh)		
	F1	F2	F3
R1	0,746	0,746	0,746
R2	0,747	0,747	0,747

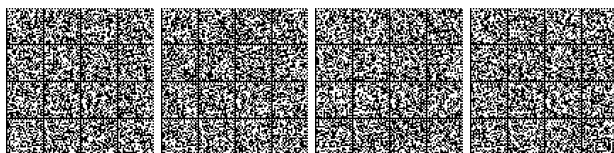



Tabella 3.1 Corrispettivo $PED_M = PE_M + PD_M$, corretto per le perdite di rete

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PED (centesimi di euro/kWh)
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	9,345
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	8,226
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	10,295

Tabella 3.2: Corrispettivo $PED_F = PE_F + PD_F$, corretto per le perdite di rete

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PED (centesimi di euro/kWh)		
		F1	F2	F3
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	11,572	9,058	6,572

Tabella 3.3: Corrispettivo $PED_{bio} = PE_{bio} + PD_{bio}$, corretto per le perdite di rete

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PED (centesimi di euro/kWh)	
		F1	F23
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	11,698	8,153
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	11,572	7,629

Tabella 3.4: Corrispettivo $PED_F^{mens} = PE_F^{mens} + PD_F^{mens}$ per la tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera c) del TIV, corretto per le perdite di rete

Tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera c) del TIV con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	PED (centesimi di euro/kWh)		
	F1	F2	F3
Mese di aprile	11,507	9,514	6,711
Mese di maggio	11,420	8,848	6,619
Mese di giugno	11,765	8,879	6,399

Tabella 3.5: Corrispettivo $PED_F^{mens} = PE_F^{mens} + PD_F^{mens}$ per la tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera b) del TIV, corretto per le perdite di rete

Tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera b) del TIV	PED (centesimi di euro/kWh)		
	F1	F2	F3
Mese di aprile	11,507	9,514	6,711
Mese di maggio	11,420	8,848	6,619
Mese di giugno	11,765	8,879	6,399

Tabella 3.6: Corrispettivo $PED_F^{rag} = PE_F^{rag} + PD_F^{rag}$ per la tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera c) del TIV corretto per le perdite di rete

Tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera c) del TIV con potenza disponibile non superiore a 16,5 kW	PED (centesimi di euro/kWh)		
	F1	F2	F3
R1	11,765	8,879	6,399
R2	11,466	9,158	6,665

Tabella 4.1: Corrispettivo PPE

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PPE	
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	-	0,525
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,525
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione		
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	-	0,525
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	-	0,525

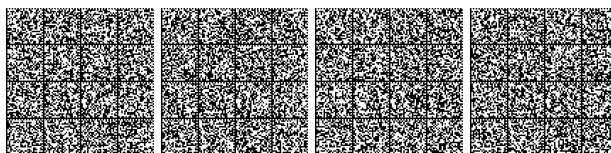



Tabella 4.2: Corrispettivo PPE per i soggetti di cui al comma 73.2 del TIT

	PPE
	(centesimi di euro/kWh)
Alluminio primario	0,00
Ferrovie dello Stato Spa (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso di quelli previsti dall'art.4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)	0,00
Ferrovie dello Stato Spa (nei limiti quantitativi previsti dall'articolo 4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)	0,00
Utenze sottese, comuni rivieraschi	0,00

Tabella 5.1: Componente UC1

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		UC1	
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	-	0,148
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,148
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione		
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	-	0,148
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	-	0,148

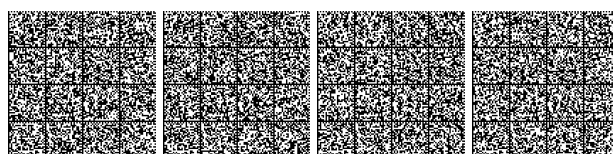
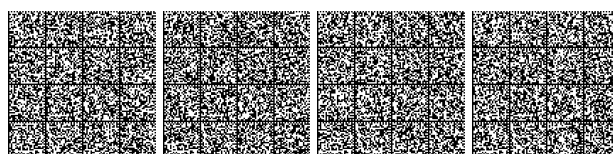



Tabella 5.2: Componente UC1 per i soggetti di cui al comma 73.2 del TIT

	UC1
	(centesimi di euro/kWh)
Alluminio primario	0,00
Ferrovie dello Stato Spa (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso di quelli previsti dall'art.4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)	0,00
Ferrovie dello Stato Spa (nei limiti quantitativi previsti dall'articolo 4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)	0,00
Utenze sottese, comuni rivieraschi	0,00

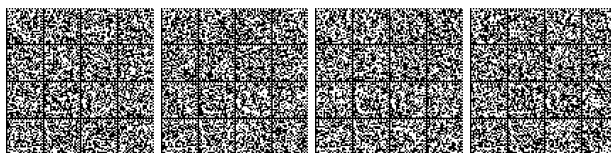
09A04332

DELIBERAZIONE 30 marzo 2009.

Aggiornamento per il trimestre aprile - giugno 2009 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas. (Deliberazione ARG/com 36/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 30 marzo 2009

Visti:

- il Trattato dell'Unione Europea, nella versione consolidata 2002/C325/01 (di seguito: il Trattato);
- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- il regolamento (CE) n. 659/99 del Consiglio del 22 marzo 1999, recante modalità di applicazione dell'articolo 88 del Trattato (di seguito: regolamento n. 659/99);
- il regolamento (CE) n. 794/04 della Commissione Europea (di seguito: la Commissione), del 21 aprile 2004, recante disposizioni di esecuzione del regolamento n. 659/99;
- il provvedimento del Cip 29 aprile 1992, n. 6/92, come modificato ed integrato dal decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 4 agosto 1994;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la legge 17 aprile 2003, n. 83 di conversione, con modifiche, del decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25;
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 30 dicembre 2004, n. 311;
- la legge 14 maggio 2005, n. 80 di conversione, con modifiche, del decreto legge 14 marzo 2005, n. 35 (di seguito: legge n. 80/05);
- la legge 23 dicembre 2005, n. 266;
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244;
- il decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, recante "Misure urgenti per il sostegno a famiglie, lavoro, occupazione e impresa e per ridisegnare in funzione anti-crisi il quadro strategico nazionale";
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 18 dicembre 2008 (di seguito: decreto 18 dicembre 2008);

- la decisione della Commissione C (2006) 3225 def (di seguito: decisione C(2006) 3225 def);
- la decisione della Commissione C (2007) 5400 del 20 novembre 2007 (di seguito: decisione C(2007) 5400);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 23 febbraio 2005, 34/05 come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2005, n. 166/05 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 166/05);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2005, n. 297/05 (di seguito: deliberazione n. 297/05);
- la deliberazione dell'Autorità 16 giugno 2006, n. 113/06, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 113/06);
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2006, n. 190/06, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione 190/06);
- la deliberazione dell'Autorità 15 novembre 2006, n. 249/06;
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2006, n. 319/06 (di seguito: deliberazione n. 319/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 febbraio 2007, n. 45/07 (di seguito: deliberazione n. 45/07);
- la deliberazione dell'Autorità 13 giugno 2007, n. 135/07;
- la deliberazione dell'Autorità 25 giugno 2007, n. 145/07 (di seguito: deliberazione n. 145/07);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, approvato con deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 e successive modifiche e integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 2 agosto 2007, n. 205/07;
- la deliberazione dell'Autorità 8 ottobre 2007, n. 255/07;
- la deliberazione dell'Autorità 15 ottobre 2007, n. 260/07;
- la deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007, n. 277/07 (di seguito: deliberazione n. 277/07);
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07;
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2007, n. 341/07;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: deliberazione n. 348/07);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, approvato con la deliberazione n. 348/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: Testo integrato);
- la deliberazione dell'Autorità 26 febbraio 2008, ARG/elt 24/08;
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2008, ARG/elt 38/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 38/08);
- la deliberazione dell'Autorità 21 aprile 2008, ARG/elt 47/08, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione ARG/elt 47/08);
- la deliberazione dell'Autorità 3 giugno 2008, ARG/elt 74/08;
- la deliberazione dell'Autorità 11 giugno 2008, ARG/elt 77/08 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione ARG/elt 77/08);

- la deliberazione dell'Autorità 24 giugno 2008, ARG/elt 80/08;
- la deliberazione dell'Autorità 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 23 settembre 2008 ARG/gas 133/08 (di seguito: ARG/gas 133/08);
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2008, ARG/elt 138/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 138/08);
- la deliberazione dell'Autorità 21 ottobre 2008, ARG/elt 154/08;
- la deliberazione dell'Autorità 25 novembre 2008, ARG/elt 168/08;
- la deliberazione dell'Autorità 25 novembre 2008, ARG/elt 169/08;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/elt 189/08;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/elt 190/08;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/elt 191/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 191/08);
- la deliberazione dell'Autorità 13 gennaio 2009, ARG/elt 01/09;
- la deliberazione dell'Autorità 16 marzo 2009, ARG/elt 30/09;
- la deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2009, ARG/elt 35/09;
- il documento per la consultazione 18 dicembre 2008, DCO 37/08, recante "Modalità di determinazione del valore di acconto del costo evitato di combustibile di cui al Titolo II, punto 2, del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n. 6/92";
- la comunicazione congiunta del Gestore Servizi Elettrici S.p.A. (di seguito: GSE) e della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) del 10 marzo 2009, prot. P20090018204, ricevuta dall'Autorità in data 18 marzo 2009, prot. generale 12851;
- la comunicazione della Cassa del 17 marzo 2009, prot. n. 508, ricevuta dall'Autorità in data 20 marzo 2009, prot. generale 13247.

Considerato che:

- sulla base delle previsioni fornite dal GSE e dalla Cassa, il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente A3 (di seguito: Conto A3), in relazione alla competenza 2009 evidenzia un contenuto avanzo, in grado di garantire solo in parte il recupero del deficit pregresso gravante sul conto medesimo e stimabile in oltre 500 milioni di euro;
- nel corso del 2009 una quota consistente di oneri di competenza del Conto A3, relativi alla deliberazione n. 113/06 e alla deliberazione ARG/elt 77/08 e stimabile nel complesso in circa 600 milioni di euro, è previsto debba essere erogato direttamente dalla Cassa;
- il GSE nel periodo giugno-luglio 2009 dovrà far fronte a consistenti erogazioni per effetto del conguaglio della componente di costo evitato di combustibile (di seguito: CEC) relativa all'anno 2008 e in relazione al differenziale tra i ricavi attesi dalla vendita di certificati verdi e i costi che si stima il medesimo GSE dovrà sostenere in relazione agli obblighi di acquisto dei certificati verdi invenduti relativi al periodo 2006, 2007 e 2008, disciplinati dal decreto 18 dicembre 2008;

- ai sensi del comma 47.2 del Testo integrato, le imprese direttamente interconnesse alla rete di trasmissione nazionale versano il gettito derivante dall'applicazione della componente tariffaria A3 direttamente al GSE;
- il comma 56.5 del Testo integrato disciplina le modalità e le tempistiche con le quali
  a) la Cassa compensa il GSE nel caso in cui i costi da questi sostenuti di pertinenza del Conto A3 eccedano il gettito garantito dalla componente medesima;
  b) il GSE versa alla Cassa eventuale eccedenze di gettito rispetto agli oneri sostenuti di pertinenza del citato Conto A3;
- il conguaglio 2009 della componente CEC è ad oggi stimabile positivo, con un valore di oltre 550 milioni di euro;
- parte degli oneri attribuiti all'anno 2009 e sopportati dal GSE in relazione ai certificati verdi e dalla Cassa in relazione agli oneri di cui alla deliberazione n. 113/06, includono il riconoscimento di oneri afferenti ad anni pregressi ed hanno pertanto carattere di *una-tantum*;
- il Conto per il finanziamento dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali, finanziato dalla componente tariffaria A4 (di seguito: Conto A4), è previsto in sostanziale equilibrio in relazione alle competenze dell'anno 2009; e che persiste su tale Conto un deficit pregresso pari a circa 200 milioni di euro;
- ad aliquota A4 vigente, il Conto A4 si stima possa tornare in equilibrio nel corso dell'anno 2010 in considerazione della prevista riduzione degli oneri in campo al Conto medesimo in detto anno 2010;
- non si rilevano elementi di rilievo relativamente al fabbisogno degli altri conti di gestione presso la Cassa;
- il comma 74.4 del Testo integrato prevede che a ciascun cliente finale, ammesso a beneficiare di regimi tariffari speciali ai sensi delle disposizioni dei commi 74.1 e 74.2 del medesimo Testo integrato, sia versata una componente tariffaria compensativa calcolata ai sensi del medesimo comma 74.4 ed aggiornata in coerenza con le disposizioni di cui al comma 74.5 del Testo integrato;
- con deliberazione ARG/elt 47/08 l'Autorità ha introdotto disposizioni specifiche per la società Ferrovie dello Stato S.p.A. ai fini del calcolo e dell'aggiornamento della componente compensativa di cui al comma 74.4 del Testo integrato.

Considerato che:

- la Commissione, con decisione C(2006) 3225 def, ha avviato la procedura di indagine formale in merito alla proroga fino al 31 dicembre 2010 dei regimi tariffari speciali per la fornitura di energia elettrica, di cui all'articolo 11, comma 11, della legge n. 80/05;
- con la decisione C(2007) 5400, la Commissione ha ritenuto incompatibile con le norme del Trattato la misura di proroga del regime tariffario speciale esistente per la società ex-Terni e sue aventi causa, di cui all'articolo 11, comma 11, della legge n. 80/05 ed ha imposto il recupero delle somme eventualmente erogate, a tale titolo, nel corso degli anni 2005, 2006 e 2007;
- il Governo italiano ha impugnato innanzi agli organi di giustizia comunitaria la citata decisione C(2007) 5400;
- il riconoscimento delle condizioni tariffarie speciali ad Alcoa e l'erogazione della relativa componente compensativa deve essere subordinata alla presentazione di

adeguata garanzia di pagamento rispetto all'obbligo di restituzione delle somme che risultassero indebitamente percepite in conseguenza di una eventuale decisione della Commissione, in coerenza con quanto già previsto dalla deliberazione n. 190/06;

- il punto 3 della deliberazione n. 190/06 prevede che la garanzia di cui al precedente alinea è tale da coprire le somme che verranno erogate a partire dalla data di entrata in vigore della medesima deliberazione fino al 31 dicembre 2006, termine successivamente prorogato fino al dicembre 2008 con le deliberazioni n. 319/06, n. 145/07, ARG/elt 38/08, ARG/elt 138/08 e ARG/elt 191/08;
- la Commissione non ha ancora espresso il proprio orientamento definitivo circa il problema dei costi energetici delle industrie ad alta intensità energetica.

Considerato che:

- con deliberazione n. 45/07, modificativa della deliberazione n. 166/05, l'Autorità, ha introdotto disposizioni in merito alle modalità di ripartizione dei ricavi tra imprese di trasporto relative al corrispettivo di trasporto regionale unico a livello nazionale di cui all'articolo 11 della deliberazione n. 166/05, prevedendo di avvalersi della Cassa ai fini dell'applicazione del sistema di perequazione (articolo 14bis della medesima deliberazione n. 166/05);
- con la richiamata deliberazione n. 45/07, l'Autorità ha inoltre istituito una componente tariffaria φ a copertura degli eventuali squilibri di perequazione (comma 14.12.bis della deliberazione n. 166/05); e che, fino all'emanazione di specifici provvedimenti, tale componente è stata posta pari a zero; e che detta componente tariffaria è applicata come maggiorazione del corrispettivo unitario variabile CV di cui all'articolo 8, comma 8.1, della deliberazione n. 166/05;
- sulla base delle informazioni comunicate dalla Cassa il "Conto squilibri perequazione trasporto regionale", istituito con deliberazione n. 45/07, presenta, relativamente all'anno termico 2007-2008, una carenza di disponibilità per un valore complessivo pari a poco più di 700 mila euro;
- con deliberazione n. 205/07 l'Autorità ha autorizzato la Cassa ad utilizzare le giacenze esistenti presso i conti da essa gestiti per far fronte ad eventuali carenza temporanee di disponibilità dei conti caratteristici del settore del gas naturale, a condizione che sia garantita la capienza dei conti dai quali il prelievo è stato effettuato a fronte dei previsti pagamenti e che, a tal fine, si provveda al loro progressivo reintegro;
- con la deliberazione ARG/gas 133/08 è stato istituito transitoriamente per l'anno termico 2008-2009 un corrispettivo unitario variabile CV^{OC} addizionale al corrispettivo unitario variabile CV, di cui all'articolo 13 della deliberazione n. 166/05, al fine di reperire le risorse necessarie alla reintegrazione dei maggiori costi sostenuti per la sicurezza del sistema del gas naturale di cui all'articolo 1, comma 5, del decreto legge 25 gennaio 2006, n. 19, convertito in legge 8 marzo 2006, n. 108; e che con la medesima deliberazione è stato previsto che tale corrispettivo sia aggiornato con cadenza trimestrale;
- sulla base delle informazioni rese disponibili dalla Cassa "il Fondo per la promozione dell'interrompibilità del sistema gas", istituito con la deliberazione n. 297/05, ed alimentato, fino al 30 settembre 2007 dal gettito derivante dall'applicazione della quota percentuale addizionale dei corrispettivi di trasporto di

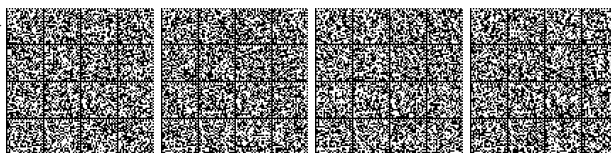
cui al punto 1 della medesima deliberazione n. 297/05 e, dal 1 gennaio 2008, dal gettito derivante dall'applicazione del corrispettivo unitario variabile CV^{I}, istituito con la deliberazione n. 277/07, presenta eccedenze tali da coprire la liquidazione degli importi spettanti ai sensi della deliberazione ARG/gas 133/08.

Ritenuto opportuno:

- a partire dal corrente aggiornamento, procedere all'aggiornamento trimestrale congiunto delle componenti tariffarie afferenti agli oneri generali di sistema e delle ulteriori componenti dei settori dell'energia elettrica e del gas;
- confermare per il secondo trimestre 2009 il valore delle componenti tariffarie relative al settore elettrico A, UC3, UC4, UC6 e UC7 e della componente MCT;
- prevedere che per il trimestre aprile – giugno 2009 gli addebiti per la parte riferita al servizio di vendita di cui al comma 74.4 del Testo integrato, salvo quanto previsto per le Ferrovie dello Stato S.p.A. dall'articolo 2 della deliberazione ARG/elt 47/08, siano aggiornati ai sensi del comma 74.5 del medesimo Testo integrato, con riferimento ai corrispettivi per la vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato in vigore al 30 giugno 2007, aggiornati coerentemente con le variazioni delle condizioni economiche per l'approvvigionamento dell'energia elettrica che si applicano ai clienti ammessi al servizio di maggior tutela;
- prorogare al 30 giugno 2009 il termine di cui al punto 3 della deliberazione n. 190/06;
- sospendere transitoriamente le disposizioni di cui al comma 56.5 del Testo integrato, al fine di:
    - a) consentire al GSE di trattenere le eccedenze di gettito A3 previste in relazione alle partite fatturate nei mesi di marzo e aprile 2009 in vista dei consistenti esborsi straordinari previsti in relazione ai mesi successivi;
    - b) garantire il mantenimento nella disponibilità del Conto A3 presso Cassa, di disponibilità finanziarie da destinarsi alla copertura pagamenti di pertinenza del medesimo Conto la cui esecuzione è prevista direttamente in capo alla Cassa;
- attivare la componente tariffaria φ di cui all'articolo 14.12bis della deliberazione n. 166/05, dimensionandola con l'obbiettivo di recuperare lo squilibrio evidenziatosi in relazione alla perequazione relativa al corrispettivo di trasporto unico regionale per l'anno termico 2007-2008, entro il mese di settembre 2009;
- sopprimere il corrispettivo CV^{OC} istituito con la deliberazione ARG/gas 133/08.

DELIBERA

Articolo 1
Componenti tariffarie relative al settore elettrico

1. I valori delle componenti tariffarie A, UC ed MCT in vigore nel trimestre gennaio-marzo 2009, di cui alle tabelle 1, 2, 3 e 4 della deliberazione ARG/elt 191/08, sono confermati per il trimestre aprile – giugno 2009.

Articolo 2
Disposizioni in materia di regimi tariffari speciali

1. Salvo quanto disposto con deliberazione ARG/elt 47/08, per il trimestre aprile – giugno 2009, ai fini del computo della componente compensativa prevista dal comma 74.4 del Testo integrato, i corrispettivi relativi al servizio di vendita di cui al medesimo comma 74.4 aggiornati ai sensi del comma 74.5, sono pari ai corrispettivi in vigore al 30 giugno 2007 aggiornati, limitatamente alle componenti a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica e dei servizi di dispacciamento, espresse in centesimi di euro/kWh, tramite i coefficienti correttivi fissati nella Tabella 1 allegata al presente provvedimento.
2. Il termine di cui al punto 3 della deliberazione n. 190/06 è differito al 30 giugno 2009.

Articolo 3
Componenti tariffarie relative al settore gas

1. La componente tariffaria φ di cui al comma 14.12bis della deliberazione n. 166/05, per il trimestre aprile-giugno 2009, è fissata pari a 0,00521 euro/GJ.
2. Il corrispettivo unitario variabile CV^{OC}, di cui al punto 1 della deliberazione ARG/gas 133/08, addizionale al corrispettivo unitario variabile CV, di cui all'articolo 13 della deliberazione n. 166/05, è soppresso.

Articolo 4
Disposizioni transitorie e finali

1. Gli effetti delle disposizioni di cui al comma 56.5 del Testo integrato sono transitoriamente sospesi per il periodo 1 aprile 2009 – 31 dicembre 2009.
2. Il presente provvedimento è notificato, mediante plico raccomandato con avviso di ricevimento, alle società Carbotrade Spa, con sede legale in Via Sottoripa n. 7 int. 10-12, 16124 Genova, Consorzio della Media Valtellina con sede legale in Via Nazario Sauro n. 33, 23100 Sondrio, Edison Stoccaggio Spa, con sede legale in Foro Buonaparte n. 31, 20121 Milano, Metanodotto Alpino Srl, con sede legale in Via Bardonecchia n. 5, 10139 Torino, Netenergy Service Srl, con sede legale in Zona Industriale, 86039 Termoli (CB), Retragas Srl, con sede legale in via Lamarmora n. 230, 25124 Brescia, SGI Spa, con sede legale in via del Lauro n. 7, 20121 Milano e Snam Rete Gas Spa, con sede legale in piazza Santa Barbara n. 7, 20097 San Donato Milanese (Milano).
3. Il presente provvedimento è trasmesso alla Cassa.
4. Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dall'1 aprile 2009.

Milano, 30 marzo 2009

Il Presidente: ORTIS

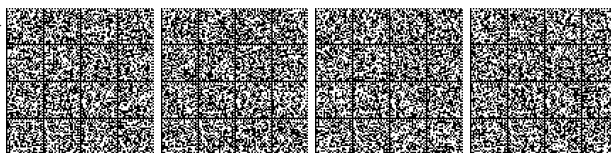
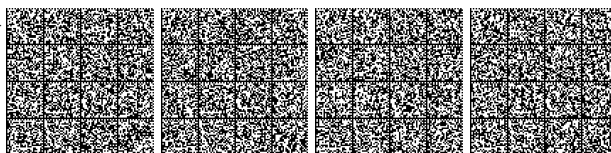



Tabella 1: Coefficienti di aggiornamento di cui all'articolo 2

Per punti di prelievo dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3

	aprile	maggio	giugno
Coefficiente di aggiornamento per i corrispettivi relativi alla fascia F1	0,9989	0,9913	1,0213
Coefficiente di aggiornamento per i corrispettivi relativi alla fascia F2	1,1717	1,0897	1,0935
Coefficiente di aggiornamento per i corrispettivi relativi alla fascia F3	1,1963	1,1799	1,1406

09A04324

DELIBERAZIONE 30 marzo 2009.

Aggiornamento per il trimestre aprile – giugno 2009 della tabella dei valori di spesa annua per i clienti finali domestici di energia elettrica di cui all'Allegato C della deliberazione n. 110/07. (Deliberazione ARG/elt 37/09).

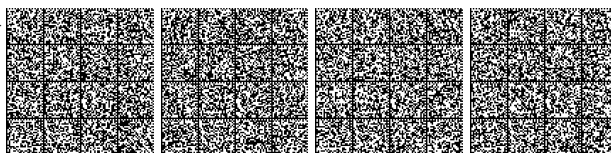
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 30 marzo 2009

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione con modifiche del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia (di seguito: legge n. 125/07);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 9 maggio 2007, n. 110/07 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 110/07);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 e l'allegato Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, approvato con la medesima deliberazione, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIV);
- la deliberazione dell'Autorità 18 marzo 2008, ARG/com 34/08;
- la deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2009, ARG/elt 35/09;
- la deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2009, ARG/com 36/09.

Considerato che:

- in base al punto 6 della deliberazione n. 110/07, l'Autorità aggiorna e pubblica, contestualmente agli aggiornamenti trimestrali, i valori di spesa annua, calcolata per livelli di consumo e di potenza prestabiliti, derivante dall'applicazione delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela.

Ritenuto opportuno:

- aggiornare e pubblicare la tabella di cui all'Allegato C della deliberazione n. 110/07 per il secondo trimestre 2009 (1 aprile – 30 giugno)

DELIBERA

1. la tabella di cui all'Allegato C della deliberazione n. 110/07, per il secondo trimestre 2009 (1 aprile – 30 giugno) è sostituita con la *Tabella 1* allegata al presente provvedimento;
2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dall'1 aprile 2009.

Milano, 30 marzo 2009

Il Presidente: ORTIS

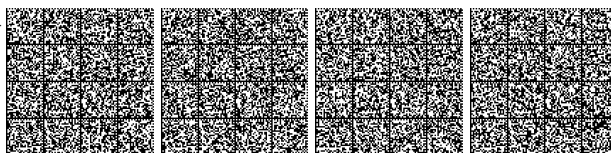
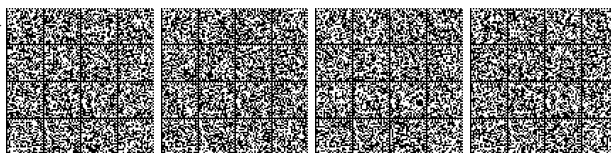



Tabella 1: Stima della spesa annua escluse le imposte in base alle condizioni economiche dell'Autorità (valori espressi in euro)

Consumo annuo (kWh)	Cliente con potenza impegnata 3 kW - contratto per abitazione di residenza	Cliente con potenza impegnata 3 kW - contratto per abitazione non di residenza	Cliente con potenza impegnata 4,5 kW
1.200	170,66	261,61	282,88
2.700	389,97	499,30	520,56
3.500	570,54	669,63	690,90
4.500	800,47	886,24	907,51
7.500	1.688,74	1.709,47	1.730,74

Spesa annua calcolata sulla base dei corrispettivi aggiornati al 2° trimestre 2009

09A04333

DELIBERAZIONE 30 marzo 2009.

Approvazione dei corrispettivi d'impresa e determinazione dei corrispettivi unici per l'attività di stoccaggio, relativi all'anno termico 2009-2010, inattuazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 3 marzo 2006, n. 50/06. (Deliberazione ARG/gas 38/09).

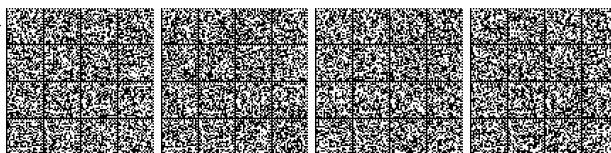
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 30 marzo 2009

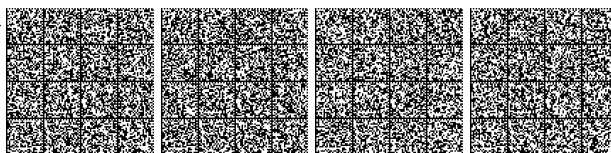
Visti:

- la direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244 (di seguito: legge finanziaria 2008);
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- il decreto del Direttore generale della Direzione Generale per il Coordinamento Incentivi alle Imprese del Ministero dello Sviluppo Economico n. B3/CD/9/156805 del 16 aprile 2007 (di seguito: decreto del Direttore Generale 16 aprile 2007);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 3 marzo 2006, n. 50/06 (di seguito: deliberazione n. 50/06);
- la deliberazione dell'Autorità 26 marzo 2008, ARG/gas 35/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 35/08);
- la deliberazione dell'Autorità 14 luglio 2008, ARG/gas 94/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 94/08).

Considerato che:

- la società Edison Stoccaggio S.p.A., con lettera in data 10 febbraio 2009 (prot. Autorità A/006570 dell'11 febbraio 2009) ha trasmesso le informazioni di cui all'articolo 11 della deliberazione n. 50/06 relative all'anno termico 2009-2010, la proposta di riduzione dei corrispettivi unitari di iniezione f_{PI} e di erogazione f_{PE} per l'offerta di capacità di stoccaggio interrompibile ai sensi dell'articolo 7, comma 7.2 e i valori di σ_S di cui all'articolo 6, comma 6.3;
- e che, nella suddetta lettera, la società Edison Stoccaggio S.p.A ha comunicato che il decreto del Direttore Generale 16 aprile 2007 ha disposto il recupero di una quota dei contributi in conto capitale percepiti dalla società negli anni 1998, 2000 e 2002;

- in data 9 marzo 2009 (prot. Autorità P/010849 del 9 marzo 2009) gli uffici dell'Autorità hanno richiesto alla società Edison Stoccaggio S.p.A. di trattare la restituzione di detti contributi come partita straordinaria nel calcolo del fattore correttivo relativo all'anno termico 2007-2008, prevedendo il riconoscimento dello scostamento tra i ricavi riconosciuti nei precedenti anni termici e i ricavi che si sarebbero ottenuti nei medesimi anni, in assenza dei contributi restituiti;
- con lettera in data 16 marzo 2009 (prot. Autorità A/12631 del 17 marzo 2009), la società Edison Stoccaggio S.p.A. ha presentato una nuova proposta tariffaria conforme ai criteri stabiliti dalla deliberazione n. 50/06;
- la società Stoccaggi Gas Italia S.p.A: (di seguito: Stogit S.p.A.) con lettera in data 10 febbraio 2009 (prot. Autorità A/006935 del 13 febbraio 2009), ha trasmesso le informazioni di cui all'articolo 11 della deliberazione n. 50/06 relative all'anno termico 2009-2010, la proposta di riduzione dei corrispettivi unitari di iniezione f_{PI} e di erogazione f_{PE} per l'offerta di capacità di stoccaggio interrompibile ai sensi dell'articolo 7, comma 7.2 e i valori di σ_s di cui all'articolo 6, comma 6.3;
- in data 9 marzo 2009 (prot. Autorità P/010845 del 9 marzo 2009) gli uffici dell'Autorità hanno richiesto alla società Stogit S.p.A. che la quota di ricavo addizionale riconosciuta ai nuovi investimenti relativi alle immobilizzazioni in corso dell'anno 2008, venisse ripartita nelle differenti categorie di cespiti con i medesimi criteri di cui all'articolo 3, comma 3.8, della citata delibera n. 50/06;
- con lettera in data 16 marzo 2009 (prot. Autorità A/12928 del 19 marzo 2009), la società Stogit S.p.A. ha presentato una nuova proposta tariffaria conforme ai criteri stabiliti dalla deliberazione n. 50/06.

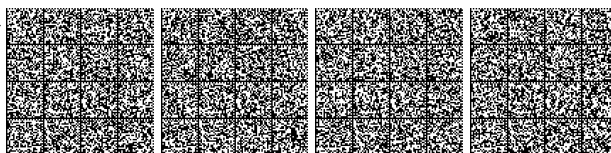
Considerato inoltre che:

- l'articolo 9, comma 9.11, della deliberazione n. 50/06 ha previsto l'istituzione di una componente tariffaria π a copertura degli eventuali squilibri di perequazione;
- sulla base delle informazioni rese disponibili dalla Cassa il "Conto squilibri perequazione stoccaggio", istituito con deliberazione n. 50/06, presenta, relativamente all'anno termico 2007-2008, delle eccedenze derivanti dall'applicazione del meccanismo di perequazione e dalle disposizioni di cui all'articolo 10, comma 10.7 della medesima deliberazione;
- l'articolo 10, comma 10.3, della deliberazione n. 50/06 prevede la definizione del parametro *Y* relativo all'aggiornamento del corrispettivo unitario variabile *CVS* di cui all'articolo 10, comma 10.9, della deliberazione n. 50/06, allo scopo di tenere conto dei costi derivanti da eventi imprevedibili e eccezionali e a mutamenti del quadro normativo;
- la deliberazione ARG/gas 94/08, in applicazione dell'articolo 1, comma 558 della legge finanziaria 2008, ha definito i criteri per la quantificazione del contributo compensativo da corrispondere alle Regioni per il mancato uso alternativo del territorio, le tempistiche per l'erogazione di detto contributo, nonché le modalità di ripartizione del contributo alle Regioni interessate;
- ai sensi della deliberazione ARG/gas 35/08, punto 4, il valore del parametro *Y* per l'anno termico 2008-2009 era stato fissato pari a 1,5% e che tale valore era stato determinato in relazione alla necessità di recuperare il gettito corrispondente alla

stima del contributo compensativo relativo al periodo 1 gennaio 2008 - 31 marzo 2009.

Ritenuto opportuno:

- approvare i corrispettivi d'impresa in coerenza con le informazioni sopra richiamate e i coefficienti σ_S di cui all'articolo 6, comma 6.3, della deliberazione n. 50/06, presentati dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2009-2010;
- determinare il valore complessivo del contributo compensativo di cui all'articolo 1, comma 558, della legge finanziaria 2008, per l'anno solare 2009, in coerenza con i criteri di cui alla deliberazione ARG/gas 94/08, prevedendo che la ripartizione dell'importo complessivo tra le Regioni nelle quali hanno sede gli stabilimenti di stoccaggio in esercizio sia determinato secondo le modalità fissate al punto 2 della medesima deliberazione;
- prevedere che, per l'anno termico 2009-2010, il valore del parametro *Y* relativo al corrispettivo unitario variabile *CVS* di cui all'articolo 10, comma 10.3, che assicura la copertura degli oneri introdotti dalla legge finanziaria 2008 in capo alle imprese di stoccaggio, sia dimensionato in modo da recuperare il gettito corrispondente all'onere del contributo compensativo alle Regioni di cui all'articolo 1, comma 558, della legge finanziaria 2008;
- prevedere che, per l'anno termico 2009-2010, la componente π sia dimensionata in modo da trasferire agli utenti del servizio una quota parte delle eccedenze presenti sul "Conto squilibri perequazione stoccaggio" relative all'anno termico 2007-2008, in modo tale da mantenere una giacenza sufficiente a garantire sia la copertura di eventuali squilibri futuri sia l'eventuale disallineamento temporale dei flussi finanziari di cui al precedente alinea; e che ai fini del dimensionamento della suddetta componente, che assume per l'anno termico 2009-2010 un valore negativo, si tenga conto dell'energia movimentata nell'anno termico 2007-2008;
- determinare, in coerenza con le disposizioni della deliberazione n. 50/06, i corrispettivi unici nazionali per l'anno termico 2009-2010;
- procedere all'approvazione delle proposte di riduzione dei corrispettivi unitari di iniezione f_{PI} e di erogazione f_{PE} per l'offerta di capacità di stoccaggio interrompibile per il servizio di stoccaggio di modulazione

DELIBERA

1. di approvare i corrispettivi d'impresa di cui all'articolo 8, comma 8.9, della deliberazione n. 50/06 presentati dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2009-2010;
2. di approvare i coefficienti σ_S d'impresa di cui all'articolo 6, comma 6.3, della medesima deliberazione, riportati nella tabella n.1 allegata al presente provvedimento, presentati dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2009-2010;
3. di fissare il valore della componente tariffaria π, per l'anno termico 2009-2010, pari a - 0,019711 euro/gigajoule;

4. di fissare per l'anno termico 2009-2010 il valore del parametro Y relativo all'aggiornamento del corrispettivo unitario variabile CVS di cui all'articolo 10, comma 10.9, della deliberazione n. 50/06, pari a 0,29%;
5. di fissare, per l'anno solare 2009, il valore complessivo del contributo compensativo da corrispondere alle Regioni pari a 1.376.150 euro;
6. di determinare i corrispettivi unici per l'attività di stoccaggio per l'anno termico 2009-2010, ai sensi degli articoli 6 e 8 della deliberazione n. 50/06, nei valori definiti nella tabella n. 2, allegata al presente provvedimento;
7. di approvare le proposte di riduzione dei corrispettivi unitari di iniezione f_{PI} e di erogazione f_{PE} per l'offerta di capacità di stoccaggio interrompibile, di cui all'articolo 7, comma 7.2 della deliberazione dell'Autorità n. 50/06, presentate dalle società Stogit Spa ed Edison Stoccaggio S.p.A. per l'anno termico 2009-2010, come riportate nella tabella n. 3 allegata al presente provvedimento;
8. di notificare alle società Stogit S.p.A., con sede legale in Via dell'Unione Europea, n. 3, 20097 San Donato Milanese (Milano), e Edison Stoccaggio Spa, con sede legale in Foro Buonaparte n. 31, 20121 Milano, in persona dei rispettivi legali rappresentanti *pro tempore*, il presente provvedimento, mediante plico raccomandato con avviso di ricevimento;
9. di trasmettere alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico nella persona del legale rappresentante *pro tempore*, il presente provvedimento unitamente alle informazioni di cui all'articolo 11, comma 11.1, della deliberazione n. 50/06;
10. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore alla data di pubblicazione.

Avverso il presente provvedimento, ai sensi dell'articolo 2, comma 25, della legge 14 novembre 1995, n. 481, può essere proposto ricorso avanti al Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, entro il termine di 60 (sessanta) giorni dalla data di notifica del provvedimento.

Milano, 30 marzo 2009

Il Presidente: ORTIS

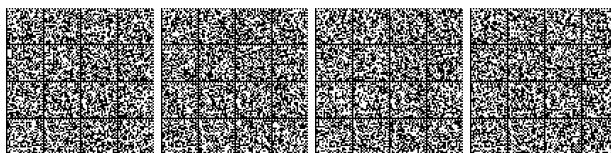



Tabella n. 1 – Coefficiente σ_s per la capacità di erogazione conferita durante la fase di iniezione

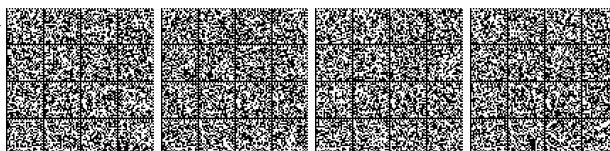
	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre
Edison Stoccaggio Spa	1	3	3	3	3	3	1
Stogit Spa	2,1	2,1	1,95	1,6	1,6	1,3	1,1

Tabella n. 2 - Corrispettivi unici di stoccaggio facenti parte della tariffa

Corrispettivi	**Valore**
corrispettivo unitario di spazio f_S	0,182304 (€/GJ/anno)
corrispettivo unitario per la capacità di iniezione f_{PI}	9,011258 (€/GJ/giorno)
corrispettivo unitario per la capacità di erogazione f_{PE}	11,989093 (€/GJ/giorno)
corrispettivo unitario di movimentazione del gas ***CVS***	0,105084 (€/GJ)
corrispettivo unitario di stoccaggio strategico f_D	0,169729 (€/GJ/anno)
Componente π	- 0,019711 (€/GJ)

Tabella n. 3 – Riduzione percentuale dei corrispettivi unitari f_{PI} e f_{PE} per la capacità interrompibile del servizio di stoccaggio di modulazione di Stogit Spa e di Edison Stoccaggio Spa (anno termico 2009-2010)

		Durata del conferimento		
		intera fase	***mensile***	***giornaliero***
Stogit Spa	% riduzione di f_{PI}	30%	20%	5%
	% riduzione di f_{PE}	30%	20%	5%
Edison stoccaggio Spa	% riduzione di f_{PI}	-	70%	
	% riduzione di f_{PE}	-	70%	

09A04339

DELIBERAZIONE 30 marzo 2009.

Aggiornamento per il periodo 1° aprile 2009 - 31 marzo 2010 della componente dello stoccaggio (QS) delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale. (Deliberazione ARG/gas 39/09).

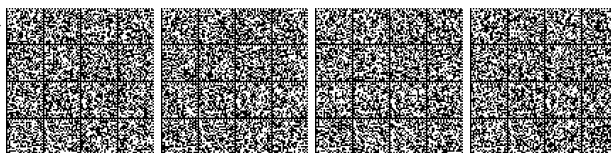
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 30 marzo 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 12 dicembre 2002, n. 207/02;
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2003, n. 138/03, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 138/03);
- la deliberazione dell'Autorità 3 marzo 2006, n. 50/06 (di seguito: deliberazione n. 50/06);
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2006, n. 134/06;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/gas 192/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 192/08);
- la deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2009, ARG/gas 38/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 38/09).

Considerato che:

- l'articolo 6, comma 8, della deliberazione n. 138/03 dispone che per il secondo periodo di regolazione dello stoccaggio la componente tariffaria dello stoccaggio QS (di seguito: componente QS) di cui all'articolo 6, comma 7, della medesima deliberazione sia definita dall'Autorità sulla base dei criteri di cui all'articolo 23 del decreto legislativo n. 164/00;
- con la deliberazione n. 50/06, l'Autorità ha definito, tra l'altro, i criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di stoccaggio per il secondo periodo di regolazione;
- l'articolo 6, comma 2, della deliberazione n. 50/06 prevede che l'impresa di stoccaggio, nel solo caso di movimentazione fisica del gas dal sistema, attribuisca agli utenti del servizio, proporzionalmente ai quantitativi allocati, la quota percentuale degli oneri a copertura dei consumi tecnici delle centrali di compressione e di trattamento;

- con la deliberazione ARG/gas 192/08, l'Autorità ha determinato, tra l'altro, l'aggiornamento sino al 31 marzo 2008 del corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso di cui all'articolo 7 della deliberazione n. 138/03;
- con la deliberazione ARG/gas 38/09, l'Autorità ha approvato i corrispettivi unici di stoccaggio per l'anno termico 1 aprile 2009 – 31 marzo 2010 di cui all'articolo 13, comma 2, della deliberazione n. 50/06.

Ritenuto che sia necessario:

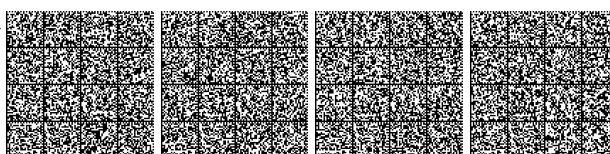
- aggiornare la componente tariffaria QS relativamente al periodo 1 aprile 2009 – 31 marzo 2010

DELIBERA

1. di stabilire che, per il periodo 1 aprile 2009 – 31 marzo 2010, il valore della componente QS, di cui all'articolo 3 deliberazione n. 138/03, sia pari a 0,272617 euro/GJ;
2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dall'1 aprile 2009.

Milano, 30 marzo 2009

Il Presidente: ORTIS

09A04340

DELIBERAZIONE 30 marzo 2009.

Aggiornamento per il trimestre aprile – giugno 2009 delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale nonché modifiche ed integrazioni dei criteri di aggiornamento e della componente trasporto delle medesime condizioni. (Deliberazione ARG/gas 40/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 30 marzo 2009

Visti:

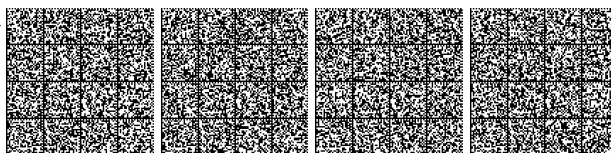
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125 di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia (di seguito legge n. 125/07);
- la legge 28 gennaio 2009, n. 2, di conversione, con modificazioni, del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, recante misure urgenti per il sostegno a famiglie, lavoro, occupazione e impresa e per ridisegnare in funzione anti-crisi il quadro strategico nazionale;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 7 settembre 2001, n. 395 (di seguito: dPCm 7 settembre 2001);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 22 aprile 1999, n. 52/99;
- la deliberazione dell'Autorità 29 novembre 2002, n. 195/02, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 195/02);
- la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2002, n. 207/02 (di seguito: deliberazione n. 207/02);
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2003, n. 138/03, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 138/03);
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2005, n. 166/05, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 166/05);
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2006, n. 134/06;
- la deliberazione dell'Autorità 29 marzo 2007, n. 79/07 (di seguito: deliberazione n. 79/07);
- la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2007, n. 208/07 (di seguito: deliberazione n. 208/07);

- la deliberazione dell'Autorità 24 luglio 2008, ARG/gas 100/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 100/08);
- la deliberazione dell'Autorità 23 settembre 2008, ARG/gas 133/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 133/08);
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/gas 192/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 192/08);
- la deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2009, ARG/com 36/09 (di seguito: deliberazione ARG/com 36/09).

Considerato che:

- l'articolo 1, comma 3 del decreto-legge 18 giugno 2007 n. 73, come modificato dalla legge di conversione 3 agosto 2007, n. 125 prevede, tra l'altro, che l'Autorità indichi condizioni standard di erogazione del servizio di vendita ai clienti finali, facendo altresì salvi i poteri di vigilanza e di intervento dell'Autorità *"a tutela dei diritti degli utenti anche nei casi di verificati e ingiustificati aumenti di prezzi e alterazioni delle condizioni del servizio per i clienti che non hanno ancora esercitato il diritto di scelta"*;
- tale previsione conferma l'assetto di tutele in materia di condizioni economiche di fornitura del gas naturale, definito dall'Autorità con le deliberazioni n. 195/02, n. 207/02 e n. 138/03.

Considerato inoltre che:

- l'articolo 5 del dPCm 7 settembre 2001, in recepimento della Direttiva europea 99/32/CE relativa alla riduzione del tenore di zolfo di alcuni combustibili liquidi, prevede l'utilizzo, a partire dall'1 gennaio 2008 del gasolio con tenore massimo di zolfo non superiore allo 0.1% in massa;
- a partire dall'1 gennaio 2008 Platt's Oilgram Price Report pubblica oltre alle quotazioni mensili CIF Med Basis del gasolio 0.2 (di seguito: quotazioni gasolio 0.2), le quotazioni mensili CIF Med Basis del gasolio 0.1 (di seguito: quotazioni gasolio 0.1) e che le quotazioni gasolio 0.2, seppur ancora oggi pubblicate, sono sempre meno indicative di un valido riferimento di mercato;
- con deliberazione ARG/gas 100/08 l'Autorità ha tra l'altro istituito un gruppo di lavoro (di seguito: GdL), composto anche da rappresentanti degli esercenti la vendita al dettaglio e all'ingrosso, al fine di svolgere, nell'ambito del procedimento di cui alla delibera n. 208/07, approfondimenti relativi ai meccanismi di tutela dei clienti finali del gas naturale e ai criteri di aggiornamento del corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso (CCI), nonché alle modalità di sostituzione nel calcolo dell'indice dei prezzi di riferimento I_t delle quotazioni gasolio 0.2 con le quotazioni gasolio 0.1;
- nella prima riunione del GdL è stata prospettata, tra l'altro, l'ipotesi di ricostruire transitoriamente la quotazione gasolio 0.2 sulla base dell'andamento del gasolio 0.1, secondo un meccanismo stabilito ex ante, rimandando la sostituzione definitiva ad una revisione complessiva del corrispettivo CCI;
- dalle osservazioni in merito pervenute alcuni operatori hanno evidenziato la necessità della graduale sostituzione delle quotazioni di gasolio 0.2 con gasolio

0.1, attraverso una soluzione che privilegi la continuità ma che al contempo tenda ad aumentare la rappresentatività di quotazioni di mercato della quota dell'indice relativa al gasolio;
- rispetto al valore definito nella deliberazione ARG/gas 192/08 l'indice dei prezzi di riferimento I_t, relativo al gas naturale e calcolato tenendo conto della sostituzione delle quotazioni del gasolio di cui al precedente alinea, ha registrato, per il secondo trimestre 2009 (1 aprile – 30 giugno), una variazione pari a – 17,2%.

Considerato infine che:

- con deliberazione ARG/com 36/09 l'Autorità ha, tra l'altro:
  a) definito il valore della componente tariffaria φ di cui all'articolo 14.12*bis* della deliberazione n. 166/05, a copertura degli eventuali squilibri di perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo di capacità CR_r unico a livello nazionale;
  b) soppresso il corrispettivo CV^{OC} istituito con la deliberazione ARG/gas 133/08;
- la componente φ di cui alla lettera a) del precedente alinea è applicata come maggiorazione del corrispettivo unitario variabile CV di cui al comma 8.1 della deliberazione n. 166/05;
- con deliberazione ARG gas 192/08 l'Autorità ha, tra l'altro:
  a) rimosso la soglia di invarianza a partire dall'aggiornamento relativo al primo trimestre 2009 (1 gennaio – 31 marzo);
  b) adottato una direttiva che impone a tutte le parti venditrici dei contratti di compravendita all'ingrosso di gas, in essere alla data del provvedimento, per la quota direttamente o indirettamente destinata alle forniture dei clienti finali oggetto di tutela, di proporre alle controparti acquirenti la soppressione di eventuali clausole contrattuali che prevedono una soglia di invarianza;
  c) previsto la definizione, con successivo provvedimento, di opportuni sistemi di compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili sostenuti dalle imprese di vendita in conseguenza dell'applicazione delle precedenti lettere a) e b), incluse le imprese di vendita all'ingrosso per le quali i ricavi di competenza del trimestre non consentano la copertura dei costi, escluse le partite infragruppo.

Ritenuto che sia necessario:

- prevedere che, nel calcolo di $GASOLIO_t$, di cui all'articolo 1, comma 2, della deliberazione n. 195/02, così come modificato dalla deliberazione n. 79/07:
  a) le quotazioni del gasolio 0.2 siano sostituite con quelle del gasolio 0.1;
  b) la media $GASOLIO_t$, espressa in centesimi di euro/kg, come risultante dalla sostituzione delle quotazioni di cui alla precedente lettera a), sia moltiplicata per un fattore K, con l'obiettivo di pervenire ad un valore in linea con quello derivante dall'applicazione delle quotazioni del gasolio 0.2;
- per il secondo trimestre 2009 (1 aprile – 30 giugno), in virtù della variazione dell'indice I_t rispetto al valore definito nella deliberazione ARG/gas 192/08,

modificare le condizioni economiche di fornitura del gas naturale di cui all'articolo 3 della deliberazione n. 138/03, relativamente al corrispettivo CCI;

- modificare l'articolo 6, della deliberazione n. 138/03 per tenere conto:
  - della definizione del nuovo valore della componente tariffaria φ;
  - della soppressione del corrispettivo CV^{OC};
  - della definizione del corrispettivo aggiuntivo alla quota relativa al costo del trasporto QTV^k per la compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili sostenuti dalle imprese di vendita in conseguenza dell'applicazione degli articoli 1 e 2 della deliberazione ARG gas 192/08 (di seguito: corrispettivo per la compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili), al fine di avviare la raccolta del gettito a partire dall'1 aprile 2009;
- istituire presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) un apposito fondo per la raccolta del gettito derivante dal corrispettivo di cui al precedente alinea;
- avvalersi della medesima Cassa ai fini della gestione e destinazione del gettito derivante dall'applicazione del corrispettivo per la compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili, secondo modalità di gestione e di erogazione ai soggetti aventi diritto che saranno disciplinate da un successivo provvedimento dell'Autorità

DELIBERA

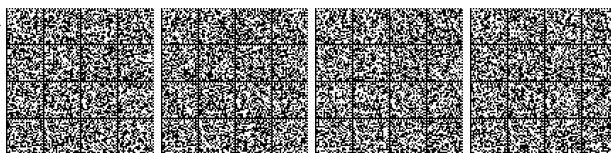
Articolo 1

Modifica dell'indice dei prezzi di riferimento I_t

1.1 All'articolo 1, comma 2 della deliberazione n. 195/02 la lettera b. è sostituita dalla seguente lettera b.:
"b. $GASOLIO_t$ è il prodotto tra:
1) la media, riferita al periodo intercorrente tra il decimo ed il penultimo mese precedente la data di aggiornamento delle tariffe, delle medie mensili delle quotazioni CIF Med Basis gasolio 0.1, pubblicate da Platt's Oilgram Price Report, espresse in $ per tonnellata metrica e trasformate in centesimi di €/kg considerando la media mensile dei valori del cambio €/$ calcolata dall'Ufficio italiano cambi;
2) un fattore K pari a pari a 0,964959;"

Articolo 2

Aggiornamento per il secondo trimestre 2009 (1 aprile –30 giugno) delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale

2.1 Per il secondo trimestre 2009 (1 aprile – 30 giugno), le condizioni economiche di fornitura del gas naturale, determinate ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 138/03, relativamente al corrispettivo di commercializzazione all'ingrosso previsto dall'articolo 7, comma 1, della medesima deliberazione, diminuiscono di 0,1467 centesimi di euro/MJ (1,467 euro/GJ); tale diminuzione è pari a 5,6509 centesimi di euro/mc

per le forniture di gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 38,52 MJ/mc.

Articolo 3

Modifiche ed integrazioni della componente trasporto

3.1 La deliberazione n. 138/03 è modificata nei termini sotto indicati:

a) all'articolo 6, comma 2:

i) la formula QTV^K, è sostituita con la seguente formula:

$$QTV^k = 0{,}071908 \times \left(\frac{CP_e}{0{,}9} + \left(2{,}592592 \times CP_e^{stocc} + 1{,}813880 \times CP_u^{stocc} \right) + \frac{CP_u + CR_r}{0{,}27} \right) + CV + CV^p + + CV^I + C_{CONR}$$

ii) l'espressione "CV è il corrispettivo unitario variabile del trasporto" è sostituita con l'espressione "CV è il corrispettivo unitario variabile del trasporto maggiorato della componente φ di cui al comma 14.12*bis* della deliberazione n. 166/05, fissata pari a 0,00521 [euro/GJ]".

b) all'articolo 6, comma 2, l'espressione "CV^{OC} è il corrispettivo unitario variabile, transitorio per l'anno termico 2008-2009, per la contribuzione alla reintegrazione dei maggiori costi sostenuti per la sicurezza del sistema del gas naturale nell'anno termico 2005-2006;" è sostituita dalla seguente espressione:

– "$C_{CONR,}$ è il corrispettivo unitario variabile, il cui valore è fissato pari a 0,039564 €/Gj, per la compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili sostenuti dalle imprese di vendita in conseguenza dell'applicazione degli articoli 1 e 2 della deliberazione ARG gas 192/08.".

Articolo 4

Fondo a copertura degli oneri non altrimenti recuperabili

4.1 E' istituito presso la Cassa Conguaglio per il settore elettrico (Cassa) un apposito fondo alimentato dal gettito derivante dall'applicazione del corrispettivo unitario variabile C_{CONR} di cui all'articolo 6, comma 2 della deliberazione n. 138/03, le cui modalità di gestione e di erogazione ai soggetti aventi diritto saranno disciplinate con successivo provvedimento dell'Autorità.

4.2 Entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre gli esercenti l'attività di vendita ai clienti finali:

a) trasmettono alla Cassa i dati relativi agli importi fatturati oggetto dell'applicazione del corrispettivo unitario variabile $C_{CONR,}$ con indicazione dei periodi e dei volumi a cui si riferisce la fatturazione;

b) versano alla Cassa il gettito del corrispettivo unitario variabile C_{CONR} fatturato nel bimestre medesimo.

4.3 In sede di prima attuazione, il versamento relativo al bimestre maggio – giugno 2009, da effettuarsi entro il mese di agosto 2009, deve comprendere anche gli importi relativi al mese di aprile 2009.

4.4 Entro il quindicesimo giorno precedente l'inizio di ciascun trimestre di aggiornamento della componente CCI delle condizioni economiche di fornitura di cui alla deliberazione n. 138/03, la Cassa trasmette all'Autorità un rapporto sulla

gestione del fondo di cui al comma 4.1, fornendo, la miglior stima del livello di gettito raggiunto.

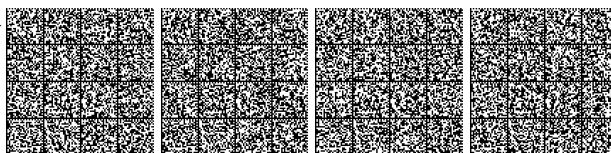
Articolo 5
Disposizioni finali

5.1 Il presente provvedimento, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), entra in vigore l'1 aprile 2009.

5.2 La deliberazione n. 138/03, con le modifiche e le integrazioni del presente provvedimento sarà pubblicata, successivamente all'1 aprile 2009, sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

Milano, 30 marzo 2009

Il Presidente: ORTIS

09A04341

DELIBERAZIONE 30 marzo 2009.

Aggiornamento per il trimestre aprile – giugno 2009 delle tariffe di fornitura dei gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane, di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 22 aprile 1999, n. 52/99, come successivamente modificata e integrata. (Deliberazione ARG/gas 41/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 30 marzo 2009

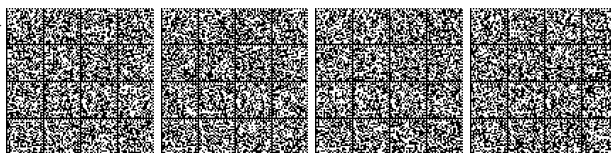
Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 22 aprile 1999, n. 52/99, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 52/99);
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2000, n. 237/00, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 30 settembre 2004, n. 173/04, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/gas 193/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 193/08).

Considerato che:

- rispetto al valore definito nella deliberazione ARG/gas 193/08, l'indice J_t relativo ai gas di petrolio liquefatti ed agli altri gas, ha registrato una variazione, in valore assoluto, maggiore del 5%.

Ritenuto che sia necessario:

- per il trimestre 1 aprile – 30 giugno 2009, modificare le tariffe di fornitura dei gas di petrolio liquefatti e degli altri gas di cui all'articolo 2, comma 1, della deliberazione n. 52/99

DELIBERA

1. di diminuire, per il secondo trimestre 2009 (1 aprile – 30 giugno), di 1,027 Euro/GJ le tariffe di fornitura dei gas di petrolio liquefatti di cui all'articolo 2, comma 1, della deliberazione dell'Autorità 22 aprile 1999, n. 52/99, tale diminuzione è pari a 0,102772 Euro/mc per le forniture di gas propano commerciale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 100,07 MJ/mc (50,24MJ/kg);
2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), la presente deliberazione, che entra in vigore dall' 1 aprile 2009.

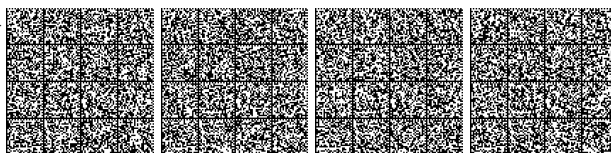
Milano, 30 marzo 2009

Il Presidente: Ortis

09A04342

ITALO ORMANNI, *direttore*

Alfonso Andriani, *redattore*
Delia Chiara, *vice redattore*

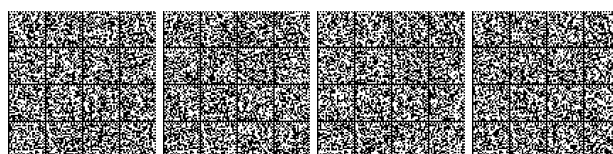
(G903044/1) Roma, 2009 - Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. - S.

MODALITÀ PER LA VENDITA

La «Gazzetta Ufficiale» e tutte le altre pubblicazioni dell'Istituto sono in vendita al pubblico:

- **presso l'Agenzia dell'Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. in ROMA, piazza G. Verdi, 10 - ☎ 06 85082147;**
- **presso le librerie concessionarie riportate nell'elenco consultabile sul sito www.ipzs.it, al collegamento rete di vendita (situato sul lato destro della pagina).**

L'Istituto conserva per la vendita le Gazzette degli ultimi 4 anni fino ad esaurimento. Le richieste per corrispondenza potranno essere inviate a:

Funzione Editoria - U.O. DISTRIBUZIONE
Attività Librerie concessionarie, Vendita diretta e Abbonamenti a periodici
Piazza Verdi 10, 00198 Roma
fax: 06-8508-4117
e-mail: editoriale@ipzs.it

avendo cura di specificare nell'ordine, oltre al fascicolo di GU richiesto, l'indirizzo di spedizione e di fatturazione (se diverso) ed indicando i dati fiscali (codice fiscale e partita IVA, se titolari) obbligatori secondo il DL 223/2007. L'importo della fornitura, maggiorato di un contributo per le spese di spedizione, sarà versato in contanti alla ricezione.

GAZZETTA UFFICIALE
DELLA REPUBBLICA ITALIANA

CANONI DI ABBONAMENTO ANNO 2009 (salvo conguaglio) (*)

GAZZETTA UFFICIALE - PARTE I (legislativa)

			CANONE DI ABBONAMENTO	
Tipo A	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari:			
	(di cui spese di spedizione € 257,04)	- annuale	€	**438,00**
	(di cui spese di spedizione € 128,52)	- semestrale	€	**239,00**
Tipo A1	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi i soli supplementi ordinari contenenti i provvedimenti legislativi:			
	(di cui spese di spedizione € 132,57)	- annuale	€	**309,00**
	(di cui spese di spedizione € 66,28)	- semestrale	€	**167,00**
Tipo B	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti dei giudizi davanti alla Corte Costituzionale:			
	(di cui spese di spedizione € 19,29)	- annuale	€	**68,00**
	(di cui spese di spedizione € 9,64)	- semestrale	€	**43,00**
Tipo C	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti della CE:			
	(di cui spese di spedizione € 41,27)	- annuale	€	**168,00**
	(di cui spese di spedizione € 20,63)	- semestrale	€	**91,00**
Tipo D	Abbonamento ai fascicoli della serie destinata alle leggi e regolamenti regionali:			
	(di cui spese di spedizione € 15,31)	- annuale	€	**65,00**
	(di cui spese di spedizione € 7,65)	- semestrale	€	**40,00**
Tipo E	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata ai concorsi indetti dallo Stato e dalle altre pubbliche amministrazioni:			
	(di cui spese di spedizione € 50,02)	- annuale	€	**167,00**
	(di cui spese di spedizione € 25,01)	- semestrale	€	**90,00**
Tipo F	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari, e dai fascicoli delle quattro serie speciali:			
	(di cui spese di spedizione € 383,93)	- annuale	€	**819,00**
	(di cui spese di spedizione € 191,46)	- semestrale	€	**431,00**
Tipo F1	Abbonamento ai fascicoli della serie generale inclusi i supplementi ordinari con i provvedimenti legislativi e ai fascicoli delle quattro serie speciali:			
	(di cui spese di spedizione € 264,45)	- annuale	€	**682,00**
	(di cui spese di spedizione € 132,22)	- semestrale	€	**357,00**

N.B.: L'abbonamento alla GURI tipo A, A1, F, F1 comprende gli indici mensili
Integrando con la somma di € 80,00 il versamento relativo al tipo di abbonamento alla ***Gazzetta Ufficiale*** - parte prima - prescelto, si riceverà anche l'**Indice Repertorio Annuale Cronologico per materie anno 2009.**

CONTO RIASSUNTIVO DEL TESORO

Abbonamento annuo (incluse spese di spedizione) € **56,00**

PREZZI DI VENDITA A FASCICOLI
(Oltre le spese di spedizione)

Prezzi di vendita:		
serie generale	€	1,00
serie speciali (escluso concorsi), ogni 16 pagine o frazione	€	1,00
fascicolo serie speciale, *concorsi*, prezzo unico	€	1,50
supplementi (ordinari e straordinari), ogni 16 pagine o frazione	€	1,00
fascicolo Bollettino Estrazioni, ogni 16 pagine o frazione	€	1,00
fascicolo Conto Riassuntivo del Tesoro, prezzo unico	€	6,00

I.V.A. 4% a carico dell'Editore

5ª SERIE SPECIALE - CONTRATTI ED APPALTI

(di cui spese di spedizione € 127,00)	- annuale	€	**295,00**
(di cui spese di spedizione € 73,00)	- semestrale	€	**162,00**

GAZZETTA UFFICIALE - PARTE II

(di cui spese di spedizione € 39,40)	- annuale	€	**85,00**
(di cui spese di spedizione € 20,60)	- semestrale	€	**53,00**

Prezzo di vendita di un fascicolo, ogni 16 pagine o frazione (oltre le spese di spedizione) € 1,00
I.V.A. 20% inclusa

RACCOLTA UFFICIALE DEGLI ATTI NORMATIVI

Abbonamento annuo
Abbonamento annuo per regioni, province e comuni - SCONTO 5%
Volume separato (oltre le spese di spedizione) € 18,00
I.V.A. 4% a carico dell'Editore

Per l'estero i prezzi di vendita, in abbonamento ed a fascicoli separati, anche per le annate arretrate, compresi i fascicoli dei supplementi ordinari e straordinari, devono intendersi raddoppiati. Per il territorio nazionale i prezzi di vendita dei fascicoli separati, compresi i supplementi ordinari e straordinari, relativi ad anni precedenti, devono intendersi raddoppiati. Per intere annate è raddoppiato il prezzo dell'abbonamento in corso. Le spese di spedizione relative alle richieste di invio per corrispondenza di singoli fascicoli, vengono stabilite, di volta in volta, in base alle copie richieste.

N.B. - Gli abbonamenti annui decorrono dal 1° gennaio al 31 dicembre, i semestrali dal 1° gennaio al 30 giugno e dal 1° luglio al 31 dicembre.

RESTANO CONFERMATI GLI SCONTI IN USO APPLICATI AI SOLI COSTI DI ABBONAMENTO

ABBONAMENTI UFFICI STATALI
Resta confermata la riduzione del 52% applicata sul solo costo di abbonamento

* tariffe postali di cui al Decreto 13 novembre 2002 (G.U. n. 289/2002) e D.P.C.M. 27 novembre 2002 n. 294 (G.U. 1/2003) per soggetti iscritti al R.O.C.

€ 8,00